

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA ORDEN QUE  
REGULA EL MECANISMO COMPETITIVO DE  
ASIGNACIÓN DEL SERVICIO DE GESTIÓN DE LA  
DEMANDA DE INTERRUMPIBILIDAD PARA  
CONSUMIDORES QUE ADQUIEREN SU ENERGÍA EN  
EL MERCADO DE PRODUCCIÓN**

**AUTOR:** Enrique López Pardo

**DIRECTOR:** Fernando Soto Martos

Leganés, 30 de Octubre de 2014

**Título:** Análisis y evaluación de la orden que regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción

**Autor:** Enrique López Pardo

**Director:** Fernando Soto Martos

## EL TRIBUNAL

**Presidente:** Miguel Eduardo Montilla D'Jesús

**Vocal:** Ricardo Vergaz Benito

**Secretario:** Ignacio Antonio Calle

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día **30 de Octubre de 2014** en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, Manuel, Isaura, Patricia e Iria, el apoyo recibido durante estos largos años de estudio. De no ser por ellos no creo que hubiese llegado hasta aquí.

En segundo lugar, quiero agradecer a Fernando Soto Martos por darme la posibilidad de realizar este proyecto con él, y por la ayuda prestada a lo largo de su realización.

Por último, a mis amigos, en especial a Carlos, por su apoyo y ayuda prestada.

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>CAPÍTULO 2 OBJETIVOS.....</b>	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO 3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>	<b>12</b>
3.1. MARCO ELÉCTRICO ACTUAL.....	12
3.2. MIX DE GENERACIÓN.....	15
3.3. RED DE TRANSPORTE.....	17
3.4. DEMANDA.....	19
<b>CAPÍTULO 4 GESTIÓN DE LA DEMANDA.....</b>	<b>21</b>
4.1. REDUCCIÓN DEL CONSUMO.....	25
4.2. DESPLAZAMIENTO DEL CONSUMO DE HORA PUNTA A VALLE (MODULACIÓN).....	26
4.3. LLENADO DE VALLES.....	27
4.4. REDUCCIÓN DEL CONSUMO EN LAS HORAS PUNTA DEL SISTEMA.....	31
<b>CAPÍTULO 5 SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD.....</b>	<b>33</b>
5.1. ORDEN ITC 2370/2007.....	33
5.1.1.Requisitos para la prestación del servicio.....	33
5.1.2.Tipos de reducción de potencia.....	36
5.1.3.Aplicación del servicio.....	37
5.1.3.1. Sistema de comunicaciones, ejecución y control de la interrumpibilidad (SCECI).....	38
5.1.3.1.1. Arquitectura del sistema.....	38
5.1.3.1.2. Equipo MCC.....	40
5.1.4.Requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia.....	43
5.1.5.Retribución del servicio.....	43
5.1.6.Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia.....	45
5.1.7.Liquidación.....	46
5.2. ORDEN IET 2013/2013.....	46
5.2.1.Requisitos para la prestación del servicio.....	47
5.2.2.Tipos de producto y periodo de entrega.....	48
5.2.3.Procedimiento de asignación del servicio de interrumpibilidad.....	48
5.2.3.1. Desarrollo de las convocatorias.....	48
5.2.3.2. Desarrollo de la subasta de un bloque de producto.....	49
5.2.4.Aplicación del servicio.....	51
5.2.4.1. Sistema de comunicaciones, ejecución y control del servicio.....	52

5.2.5.Verificación de la prestación del servicio.....	53
5.2.6.Retribución del servicio.....	53
5.2.7.Incumplimiento de los requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad.....	54
5.2.8.Liquidación.....	55
<b>CAPÍTULO 6 CASO DE ESTUDIO.....</b>	<b>56</b>
6.1. <i>CONSUMIDORES INDUSTRIALES</i> .....	56
6.1.1.Consumidor plano.....	56
6.1.2.Consumidor que modula.....	60
6.2. <i>RETRIBUCIÓN SEGÚN NORMATIVA 2007</i> .....	62
6.2.1.Aplicación Oracle Crystal Ball.....	63
6.2.2.Proveedor plano.....	63
6.2.3.Proveedor que modula.....	68
6.3. <i>RETRIBUCIÓN CON ASIGNACIÓN MEDIANTE SUBASTAS</i> .....	72
6.3.1.Aplicación informática “Subastas”.....	72
6.3.2.Estrategias de los proveedores.....	75
<b>CAPÍTULO 7 PRESUPUESTO.....</b>	<b>83</b>
<b>CAPÍTULO 8 CRONOGRAMA.....</b>	<b>85</b>
<b>CAPÍTULO 9 CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
<b>CAPÍTULO 10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO I. PROGRAMACIÓN APLICACIÓN “SUBASTAS”.....</b>	<b>94</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 3.1. Sistema eléctrico nacional.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 3.2. Desglose de la potencia instalada en 2013.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3.3. Participación de las fuentes de energía en la producción eléctrica.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 3.4. Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh).....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3.5. Red de transporte peninsular, 2013.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3.6. Histórico de la evolución de la demanda (GWh).....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3.7. Componentes del crecimiento de la demanda mensual.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 4.1. Componentes de la demanda por sectores.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 4.2. Demanda diaria máxima en invierno y verano 2013.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 4.3. Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en barras de central (GWh).....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 4.4. Curva monótona de carga 2013 (MW).....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 4.5. Precio horario final E. Eléctrica 23/01/2013.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4.6. Retos de eficiencia energética y soluciones de gestión de la demanda.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 5.1. Sistema de comunicaciones del SCECI.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 5.2. Disposición general de los equipos MCC dentro del SCECI.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 5.3. Cajetín del EMCC dentro de su envolvente plástica.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 6.1. Perfil de consumo diario consumidor plano.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 6.2. Perfil de consumo anual consumidor plano.....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 6.3. Perfil de consumo semanal consumidor plano.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 6.4. Perfil de consumo días laborables consumidor modular.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 6.5. Perfil de consumo días festivos y fines de semana consumidor modular.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 6.6. Introducción de fórmulas y variables en Microsoft Excel.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 6.7. Definición de las variables en Oracle Crystal Ball.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 6.8. Objetivos fijados en Opquest.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 6.9. Restricciones impuestas en Opquest.....</i>	<i>66</i>

<i>Figura 6.10. Resultados obtenidos en Opquest.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 6.11. Definición de variables en Oracle Crystal Ball.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 6.12. Resultados obtenidos en Opquest para consumidor modular.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 6.13. Gráfica importancia retributiva de las distintas ordenes de reducción.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 6.14. Pantalla introducción de participantes.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 6.15. Pantalla introducción parámetros de la subasta.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 6.16. Pantalla inicio de la subasta.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 6.17. Pulsadores de los distintos participantes.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 6.18. Fin de la subasta y resultado final.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 6.19. Pantalla final subasta empatada.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 6.20. Pulsadores de los participantes en la subasta desempate.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 6.21. Fin de la subasta desempate y resultado final.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 6.22. Pantalla fin de subasta y resultado final primera subasta.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 6.23. Pantalla fin de subasta e inicio desempate segunda subasta.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 6.24. Pantalla fin de subasta desempate y resultado final segunda subasta.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 6.25. Pantalla fin de subasta e inicio subasta desempate tercera subasta.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 6.26. Pantalla fin de subasta desempate e inicio segunda subasta desempate.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 6.27. Pantalla fin segunda subasta desempate y resultado final tercera subasta.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 8.1. Cronograma de la elaboración del proyecto.....</i>	<i>86</i>

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 3.1. Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh).....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 3.2. Evolución de la red de transporte y capacidad de transformación nacional.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 3.3. Histórico calidad de la red de transporte.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 5.1. Características de los distintos tipos de órdenes de reducción de potencia.....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 5.2. Capacidades, tipo y precio producto temporada 2015.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 5.3. Valor de los coeficientes para el cálculo de la retribución.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 6.1. Calendario temporada 2012/2013.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 6.2. Duración de los periodos tarifarios en la temporada 2012/2013.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 6.3. Potencia media y energía consumida en todos los periodos tarifarios consumidor plano.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 6.4. Energía consumida en BC en todos los periodos tarifarios consumidor plano.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 6.5. Potencia media y energía consumida en todos los periodos tarifarios consumidor modular.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 6.6. Energía consumida en BC por el consumidor modular.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 6.7. Retribución consumidor plano distintas potencias residuales límite 35€/MWh.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 6.8. Retribución consumidor plano distintas potencias residuales límite 20€/MWh.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6.9. Retribución consumidor que modula distintas potencias residuales límite 20€/MWh.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 6.10. Estrategia de los concursantes en la primera subasta.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 6.11. Estrategia de los concursantes en la segunda subasta.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6.12. Estrategia de desempate segunda subasta.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6.13. Estrategia de los concursantes en la tercera subasta.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 6.14. Estrategia de desempate tercera subasta.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 6.15. Estrategia segunda subasta desempate.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 6.16. Resultados de los casos simulados.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 7.1. Desglose del tiempo por actividades.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 7.2. Costes totales del proyecto.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 8.1. Cronograma de la elaboración del proyecto.....</i>	<i>85</i>



## CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico español se encuentra en 2014 en un estado de transición hacia un modelo basado en las energías renovables, las cuales generaron en 2013 el 42 % de la producción total de electricidad. Esta generación, en muchos casos no gestionable, debería conllevar un cambio en el comportamiento de la demanda eléctrica, para intentar aprovechar convenientemente estos recursos energéticos generados.

La demanda eléctrica en España es muy variable, tanto dentro de un mismo día, como entre días. Son varios los factores que influyen en ella, siendo los más directos la hora, el tipo de día y la climatología. Esto hace que se produzcan grandes diferencias entre el pico máximo, punta de consumo, y el mínimo de la demanda eléctrica, conocido como valle.

La operación del sistema debe mantener un equilibrio constante y en tiempo real entre el consumo y la generación. La poca capacidad de almacenamiento de energía y las limitadas interconexiones internacionales del sistema eléctrico han conducido a dimensionar la generación en función del pico de demanda. Con la caída del consumo en los últimos años se ha creado una situación de sobrecapacidad del equipo generador, estando gran parte del tiempo infrautilizado, con el sobrecoste que ello implica.

Las soluciones para evitar los problemas, tanto del desaprovechamiento de los recursos energéticos naturales como del sobredimensionamiento del sistema debido a la gran diferencia entre la demanda máxima y mínima, pasan por aplicar estrategias de gestión activa de la demanda eléctrica.

La gestión activa de la demanda es el conjunto de estrategias y medidas encaminadas a facilitar una mayor flexibilidad, además de una participación más activa de los consumidores en los mercados eléctricos y en la operación del sistema, a través de incentivos económicos. Puede darse en dos formatos, en función del tipo de control que se ejerza sobre el consumidor final:

- Respuesta del consumidor a señales de precio

Este mecanismo consiste en la aplicación de un sistema de precios y tarifas, tanto de la energía como del uso de las redes y otros costes regulados, que refleje los costes reales de explotación. El consumidor responde de forma voluntaria a las señales de precios de mercado cambiando sus hábitos de consumo.

- Control directo de la carga del consumidor

Según este sistema, los consumidores finales están dispuestos a ver su consumo reducido o desplazado por orden del operador del sistema, comercializador o agente agregador de demanda. Se trata de procedimientos que permiten la participación activa de la demanda en los mercados eléctricos o proporcionando servicios al operador del sistema, como la resolución de congestiones, la provisión de reservas de operación, la gestión de desvíos o la compensación de energía reactiva.

Los consumidores reciben un incentivo económico por la disponibilidad de interrumpir o reducir el suministro. Este incentivo se pacta con antelación en función de la cantidad y frecuencia de las interrupciones.

Las herramientas para el control directo de la carga son el servicio de interrumpibilidad, la limitación temporal de potencia y la regulación de la carga.

El servicio de interrumpibilidad se utiliza para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

En nuestro país, esta herramienta se aplica desde los años ochenta, si bien era una opción que sólo se ofrecía a los consumidores que se encontraban acogidos a la tarifa general de alta tensión, a la tarifa horaria de potencia y a los grandes consumidores sujetos a la tarifa G.4., que cumplían determinadas condiciones. La necesidad de adaptar la regulación a la de la Unión Europea y de no dar un tratamiento discriminatorio a los consumidores en función del procedimiento de adquisición de la energía, hizo necesaria la aprobación de la orden ITC/2370/2007, que posibilitaba la participación de los consumidores que adquirirían su energía en el mercado de producción. Los cambios sufridos por el sistema eléctrico en los últimos años, tales como la importante penetración de energías renovables, la limitada capacidad de interconexiones internacionales o la disminución de la demanda, unidos al incremento del coste de la energía han desembocado en la revisión del servicio aprobando la nueva orden IET/2013/2013. Ésta regirá el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad a partir del próximo 1 de Enero de 2015.

## CAPÍTULO 2 OBJETIVOS

El objetivo del presente proyecto será analizar y estudiar la orden IET/2013/2013 que controla el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, comparándola con la anterior orden de interrumpibilidad ITC/2730/2007.

Para ello, se analizará el estado actual del sistema eléctrico, y de toda la regulación asociada al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Para entender bien la estrategia de los proveedores del servicio se diseñarán dos aplicaciones informáticas:

- La aplicación Oracle Cristal Ball optimizará la retribución obtenida por un proveedor con la normativa de 2007.
- La aplicación “Subastas” simulará subastas descendentes cumpliendo las reglas establecidas en la resolución de 1 de Agosto de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía

Con los resultados obtenidos de los casos, se estudiará el cambio que se estima ocurrirá en las estrategias de actuación de los proveedores del servicio

## CAPÍTULO 3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Se analizará el estado del sistema eléctrico español en 2014, dando especial importancia al marco eléctrico, al mix de generación, a la red de transporte y distribución, y a la demanda.

### 3.1. MARCO ELÉCTRICO ACTUAL

El sistema eléctrico español está dirigido por los principios establecidos en el marco de la política energética europea, pudiéndose sintetizar en garantía y calidad de suministro, competitividad y respeto al medioambiente.

En 1996 el Consejo de la Unión Europea aprobó la Directiva sobre Normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad. Esta Directiva contenía unos objetivos claros y unos criterios mínimos de liberalización e introducción de la competencia en el sistema eléctrico.

Con la entrada en vigor el 1 de enero de 1998 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se introdujeron los cambios normativos más importantes de la historia del sector en España. Esta ley supuso mucho más que una transformación del sistema eléctrico que existía hasta entonces, ya que incorporó nuevas reglas para todas las actividades necesarias para llevar el producto hasta el cliente, siendo éstas los cuatro grupos fundamentales de negocio, generación, transporte, distribución y comercialización. [1]

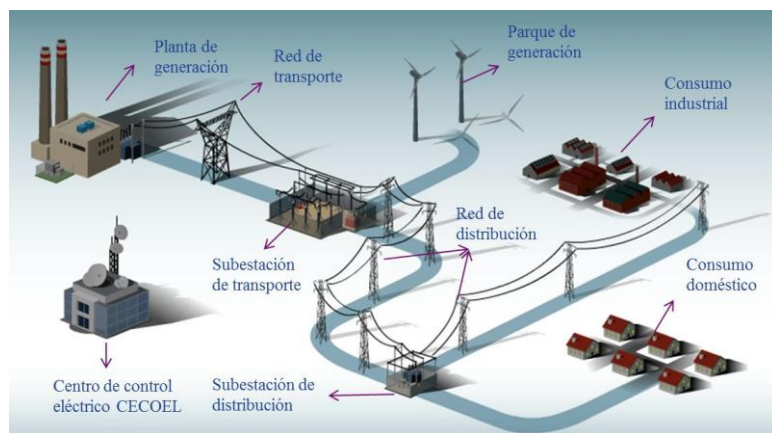


Figura 3.1. Sistema eléctrico nacional (Fuente: REE)

Como consecuencia del proceso liberador, la estructura empresarial, caracterizada hasta principios de los noventa por la existencia de poco más de una decena de empresas eléctricas integradas verticalmente, dio paso a un marco empresarial muy diverso, incluyendo desde grandes multinacionales, hasta simples productoras o empresas industriales.

Se creó la figura del Operador de Mercado (OMEL), actualmente parte del OMIE, cuya misión es la gestión económica del mercado. También se creó la figura del Operador del Sistema (REE), responsable de la gestión técnica del sistema, que garantiza la continuidad, la calidad y la seguridad del suministro. Es el encargado de la coordinación del sistema de producción y de transporte, y su planificación.

En cuanto al transporte y la distribución, se consideran actividades con carácter de monopolio natural, y se mantienen como actividades reguladas, cuya liberalización se ha conseguido mediante el acceso de terceros a la red con pago de unas tarifas en función de la potencia, la energía y la tensión de suministro. Los intercambios de energía con otros países están sometidos a autorización administrativa. Las importaciones las pueden llevar a cabo los productores, los distribuidores, los comercializadores y los consumidores cualificados. Las exportaciones pueden realizarlas los productores y los comercializadores nacionales.

En el ámbito tarifario se ha pasado de una estructura de tarifas integrales binómicas a un esquema en que existen por una parte unas tarifas de acceso a la red mediante las que se retribuyen las actividades reguladas (transporte, distribución, costes del sistema) y un precio de la energía que se pacta con el comercializador que se elija libremente y que no tiene por qué coincidir con el del grupo empresarial de la distribuidora. Únicamente persiste para los usos de menos de 10 kW de potencia contratada la posibilidad de mantenerse acogidos a la tarifa regulada de último recurso.

En lo que se refiere a planificación, se ha producido un cambio considerable. A diferencia de los planes energéticos nacionales, hay que distinguir entre planificación de las redes eléctricas y planificación de los medios de generación. Mientras la planificación de redes tiene carácter vinculante por tratarse de actividades reguladas, la de la generación, que es una actividad liberalizada, es meramente indicativa y tiene por finalidad facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de los agentes.

En relación con la retribución económica de las actividades eléctricas, hay que distinguir los costes de las actividades reguladas de los de las actividades liberalizadas. Los costes de transporte y distribución de la electricidad se retribuyen con cargo a los ingresos por tarifas de acceso que, además, retribuyen los costes permanentes del sistema. También prevé la ley que los consumidores se hagan cargo de los costes de

diversificación y seguridad de abastecimiento, que son las primas a la producción de las energías renovables, cogeneración y residuos (anteriormente denominado régimen especial) y los costes asociados a la moratoria nuclear de los años ochenta.

En lo que a retribución de la producción eléctrica se refiere, existen mercados a plazo, un mercado diario que fija precio y producciones hora a hora, y posibles fórmulas basadas en acuerdos con los comercializadores de electricidad o con los consumidores finales. El proceso se complementa con los mercados intradiarios para desvíos. Diversos costes que antes figuraban como un recargo, como los de financiación del segundo ciclo de combustible nuclear y los costes del almacenamiento estratégico del combustible nuclear, ahora son internalizados por cada central nuclear generadora.

Los cambios acontecidos en el sector eléctrico desde 1997, tales como el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables, la evolución del mercado mayorista de electricidad y la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas, la imposibilidad de garantizar el equilibrio financiero del sistema, debido al desequilibrio anual acumulado entre ingresos y costes, y la dispersión normativa han llevado a la aprobación de la nueva Ley del Sistema Eléctrico 24/2013. Esta nueva normativa, aunque mantiene la estructura básica del sistema, implica una reforma global del sector basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico. [2]

Se basa en el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, por el que un incremento del coste o una reducción de ingresos debe incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Se establece el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) como precio máximo de contratación para aquellos consumidores con una determinada menor potencia contratada, además de la tarifa de último recurso, que será una tarifa reducida respecto del precio voluntario para aquellos consumidores que cumplan determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, denominados consumidores vulnerables.

Respecto a la retribución de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, se establece que los ingresos del sistema eléctrico estén destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico, mientras que en la de las actividades reguladas se refuerzan los principios y criterios para el establecimiento de regímenes que permitan obtener rentabilidades adecuadas en relación al riesgo de la actividad. En cuanto a la retribución de las energías renovables, cogeneración y residuos, se basará en la necesaria participación en el mercado de éstas, complementando los ingresos de mercado con una retribución

regulada específica para las instalaciones existentes y extraordinariamente para las nuevas, que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías del mercado.

Se regula de forma específica el desarrollo del autoconsumo como fuente alternativa de generación de electricidad, obligando a dichas instalaciones a contribuir en la financiación de costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores.

Esta nueva normativa ha impulsado la competencia efectiva en el sector eléctrico, al introducir un nuevo mecanismo competitivo en los mercados de restricciones para reducir el poder de monopolio, modificar la regulación de las energías renovables, de cogeneración y residuos, y ampliar la información a disposición del consumidor, además de facilitarle el cambio de suministrador.

### 3.2. MIX DE GENERACIÓN

El mix de generación ha sufrido una transformación importante en los últimos tiempos. En el año 2000 el parque generador estaba compuesto por centrales nucleares, de carbón, de fuel y centrales hidroeléctricas, con una aportación muy moderada de las renovables y con una situación en la que apenas se incorporaba potencia desde el año 1997, en parte por el sobreequipamiento de los noventa y en parte por las incertidumbres que generaba el nuevo marco regulatorio, situación que desembocó en un margen de reserva muy ajustado en 2002. Durante esta década se ha incrementado la potencia instalada en un 70%, pasando de los 61.223 MW al final de 2003 hasta los 102.395 MW a finales de 2013. [3]

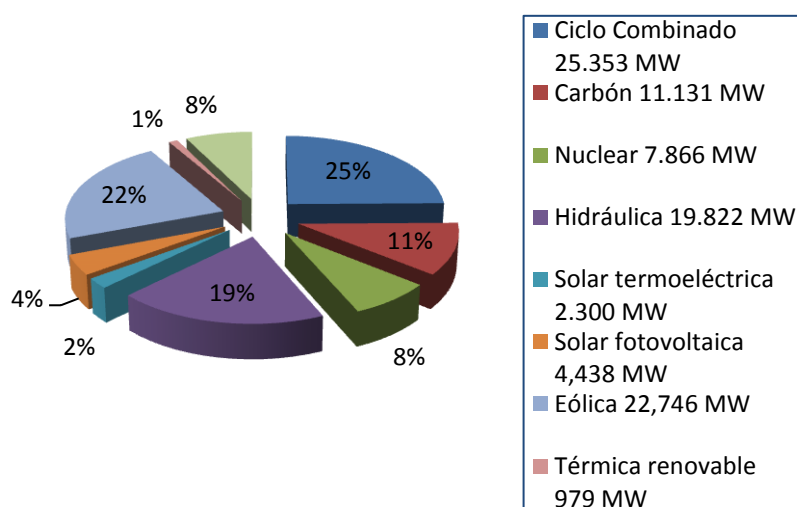
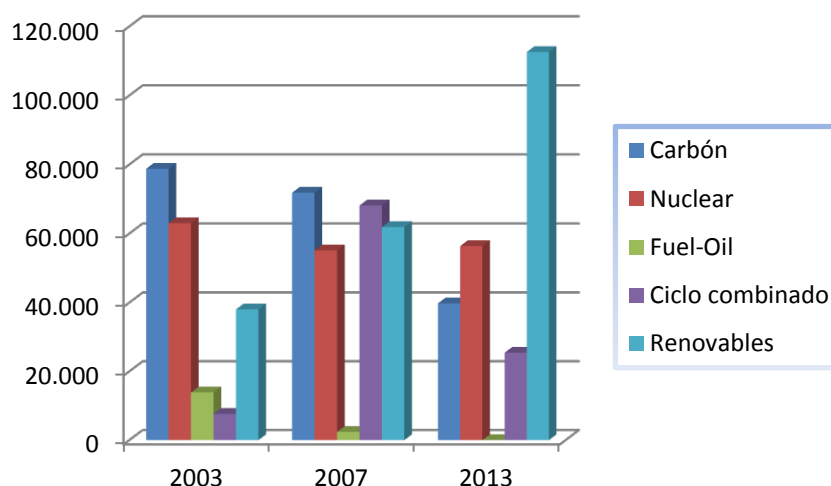


Figura 3.2. Desglose de la potencia instalada en 2013

Prácticamente todo ese incremento de capacidad se debe a la potencia instalada de tecnologías antes prácticamente inexistentes: de los 2.794 MW a los 25.353 MW en ciclos combinados, de los 4.653 MW a los 22.746 MW en energía eólica y de los 549 MW a los 6.738 MW en energía solar. Como resultado de esta expansión, ahora se tiene un parque generador mucho más diversificado tanto en lo que a fuentes de energía primaria se refiere como tecnológica y geográficamente.



*Figura 3.3. Participación de las fuentes de energía en la producción eléctrica*

La introducción de energías renovables, que han pasado en una década del 17.29 % al 42.4 % de la producción eléctrica, ha permitido reducir la dependencia energética del exterior, llegando en el sistema peninsular español a eliminar la dependencia del petróleo para generación eléctrica. Ha contribuido a la reducción de gases contaminantes y gases de efecto invernadero, pasando de los casi 100 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidos en 2007 (el más contaminante de la historia) a unas emisiones de 61.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2013.

Las interconexiones internacionales se han fortalecido en la última década ampliando su capacidad de intercambio eléctrico con los países vecinos, excepto con Francia, pasando de un volumen de energía negociada de 13.896 GWh en 2003 a 23.153 GWh en 2013. Este fortalecimiento de las interconexiones ha mejorado la seguridad y continuidad del suministro y la eficiencia de los sistemas interconectados, además de aumentar la integración de energías renovables y la competencia entre sistemas vecinos.





	FRANCIA	PORTUGAL	ANDORRA	MARRUECOS	TOTAL
2000	7.906	-931	-271	-2.263	4.440
2002	8.834	-1.899	-292	-1.315	5.329
2004	5.221	-6.419	-283	-1.547	-3.028
2007	5.487	-7.497	-261	-3.479	-5.750
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2013	1.353	-2.663	-284	-5.364	-6.958

*Tabla 3.1. Intercambios internacionales físicos por interconexión (GWh) (Fuente: REE)*

La red de transporte está compuesta por 42.112 km de líneas de alta tensión de 400 y 220 KV, más de 5.000 posiciones de subestaciones y 80.295 MVA de capacidad de transformación



Figura 3.5. Red de transporte peninsular, 2013 (Fuente: REE)

En algo más de una década, la red de transporte se ha incrementado en un 28%, reforzando la fiabilidad y el grado de mallado de la red, permitiendo incorporar la nueva potencia renovable. El incremento de la red de transporte junto con el crecimiento de la generación ha provocado un aumento de la capacidad de transformación en un 82%, pasando de 32.921 MVA en el año 2000 a 80.295 MVA en 2013.

	2000	2002	2004	2007	2010	2013
<b>Capacidad transformación (MVA)</b>	44.057	51.462	51.872	59.259	69.059	80.295
<b>km línea 400kV</b>	14.918	15.892	16.839	17.172	18.576	20.641
<b>km línea 220kV</b>	18.003	18.213	18.358	18.772	19.881	21.476
<b>TOTAL</b>	32.921	34.105	35.197	35.944	38.457	42.117

Tabla 3.2. Evolución de la red de transporte y capacidad de transformación nacional (Fuente: REE)

Los indicadores de calidad de la tabla 3.3 muestran un buen comportamiento de la red de transporte en los últimos años, evaluado en función de la disponibilidad de las instalaciones que la componen y de las interrupciones del suministro debidas a incidencias en dicha red.

La tasa de disponibilidad de los elementos de la red de transporte, que mide el tiempo que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, en los últimos 13 años ha sido superior en todos los casos al 97.5 %.

En cuanto a los indicadores de continuidad de suministro, en 2013 registró un total de energía no suministrada de 133 MWh, con un tiempo de interrupción de 0,28 minutos, situándose muy por debajo de los valores de referencia (15 minutos).

	DISPONIBILIDAD (%)	ENS (MWh)	TIM (min)
2000	98,30	779	2,11
2002	97,62	803	2,01
2004	98,30	1.250	2,80
2007	98,09	757	1,52
2010	98,10	437	0,91
2013	97,79	133	0,28

\*ENS: Energía no suministrada; TIM: Tiempo de interrupción media

Tabla 3.3. Histórico calidad de la red de transporte (Fuente: REE)

### 3.4. DEMANDA

La demanda de energía ha decrecido considerablemente en los últimos tiempos, con un descenso del 8 % entre los años 2008 y 2013, consecuencia de la crisis económica que afecta al país, siendo el descenso del 2009 el más pronunciado de la historia reciente del sector.

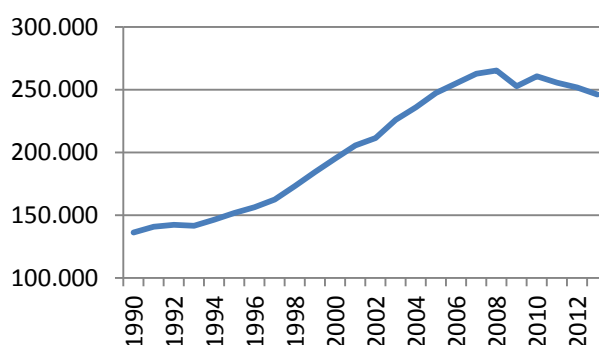


Figura 3.6. Histórico de la evolución de la demanda (GWh)

Este paulatino descenso del consumo, unido al creciente aumento de la generación, ha provocado que el sistema se encuentre sobredimensionado. La demanda máxima de 2013 (40.277 MW) es de apenas el 40 % de la potencia total instalada ese año (102.395 MW)

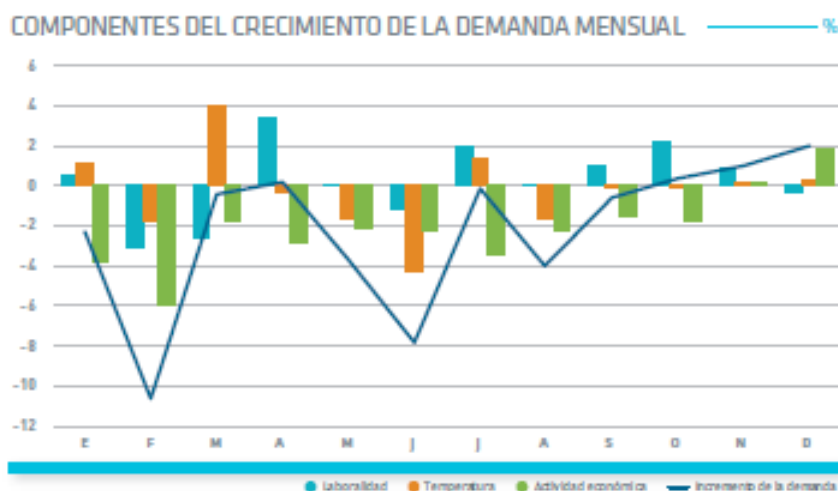


Figura 3.7. Componentes del crecimiento de la demanda mensual (Fuente: REE)

La potencia demandada por el país varía en función de factores como el nivel de desarrollo del mismo, su producto interior bruto, sus condiciones climatológicas o el grado de industrialización en que se encuentre, siendo este último el más influyente.

## CAPÍTULO 4 GESTIÓN DE LA DEMANDA

Antes de introducir el concepto de gestión de la demanda se mencionarán algunas de las características de la generación, transporte y distribución de la electricidad:

- La electricidad no es almacenable a gran escala.
- La producción eléctrica debe ser igual a la demanda en cada instante.
- La demanda eléctrica varía con el tiempo en función de los hábitos de los consumidores, estructura productiva de la economía, climatología, estación del año, etc.
- Cada instalación de generación eléctrica tiene unos costes diferentes, dependiendo del precio del combustible, gastos de mantenimiento, amortización de las instalaciones, etc.

Estas características influyen en el perfil de la demanda y la distribución horaria de precios de la energía eléctrica.

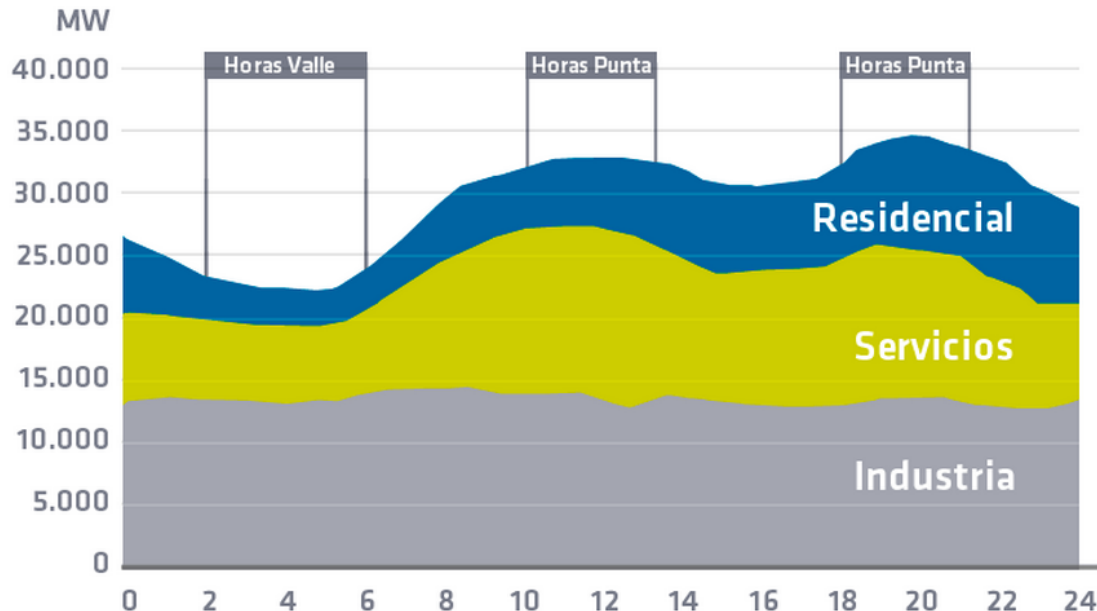


Figura 4.1. Componentes de la demanda por sectores (Fuente: CNMC)

Si se estudia la curva de la demanda diaria, se aprecia cómo va variando a lo largo del día, aunque siempre dentro de ciertos parámetros conocidos. Esto se debe a que

los patrones de consumo de los consumidores no varían drásticamente en cortos intervalos, sino que son más bien estables y predecibles a lo largo del tiempo:

- Ciclos de consumo en sector residencial: iluminación, consumo de TV, electrodomésticos, etc.
- Horarios del sector terciario (oficinas y servicios): horario de entrada y salida, periodos de máximo consumo de calefacción y aire acondicionado, etc.
- Patrón de consumo industrial y sector primario.

La demanda eléctrica no sólo tiene patrones diarios, sino que también se aprecian fluctuaciones dependiendo del mes, estación, etc.

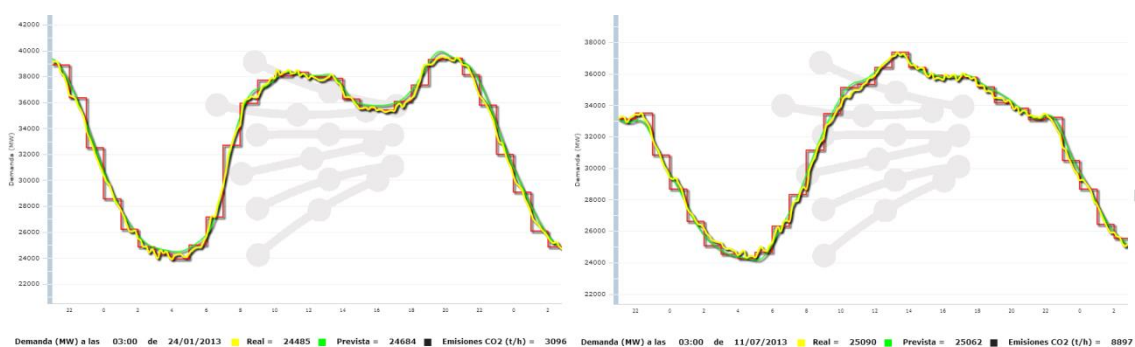


Figura 4.2. Demanda diaria máxima en invierno y verano 2013 (Fuente: REE)

En invierno (enero-mayo/octubre-diciembre), las horas punta del sistema, que son aquellas de mayor consumo de energía, se dan entre las 11:00 y 12:00 horas por la actividad en empresas/servicios y en los hogares, o bien entre las 19:00 y 20:00 horas por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano (junio-septiembre) las horas punta se producen en las horas centrales del día, coincidiendo con los momentos de mayor temperatura. A las horas de menor consumo se las denomina horas valle y se corresponden con las horas nocturnas y los fines de semana, coincidiendo con la menor actividad de todos los sectores de consumo. A estas horas, únicamente la demanda industrial mantiene un consumo importante.

La curva agregada mensual de demanda eléctrica, refleja la estacionalidad del consumo, así como su tendencia descendente en estos últimos años.



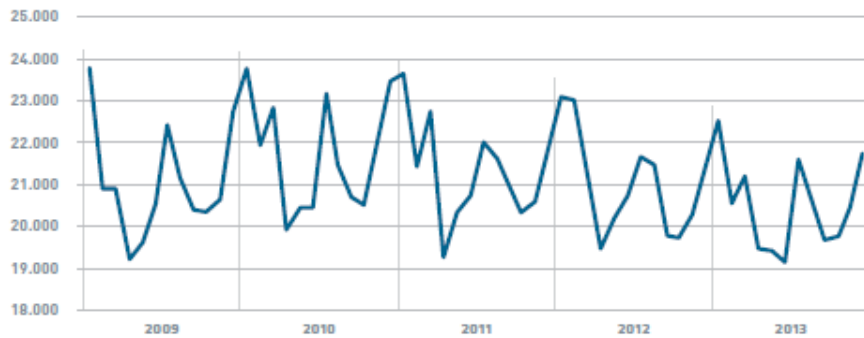


Figura 4.3. Evolución mensual de la demanda de energía eléctrica en barras de central (GWh)  
(Fuente: REE)

A fin de asegurar un mínimo en la calidad y seguridad del suministro, el sistema eléctrico necesita mantener un margen entre la potencia eléctrica instalada disponible y el pico de demanda eléctrica previsto. Esto implica que parte de las instalaciones de generación, así como redes de transporte y distribución, solo se requieran para cubrir los picos de demanda. El resto del tiempo, estas infraestructuras están sin utilizar, y no solo están sin producir, sino que a fin de estar preparadas para entrar a cubrir las puntas, consumen importantes recursos en operación y mantenimiento.

A modo de ejemplo cabe destacar que en todo 2013, una potencia instalada aproximada de 4.000 MW (el equivalente a 4 centrales nucleares) sólo generó electricidad durante aproximadamente 300 h a lo largo de todo el año. Este dato refleja cuantitativamente la naturaleza de los picos de demanda. [4]

Si se observa la curva monótona de carga, se puede apreciar cualitativamente la magnitud de las puntas.

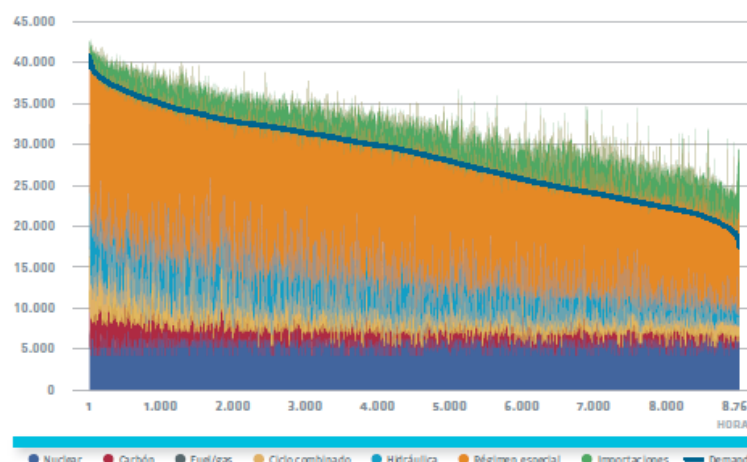


Figura 4.4. Curva monótona de carga 2013 (MW) (Fuente: REE)

Si se analiza la demanda de punta, se observa que en este último lustro ha descendido paulatinamente, siendo un 11.4 % inferior a la de 2008. Aunque si la comparamos con la tasa de energía anual, sigue siendo significativamente superior.

La influencia de todo esto en el precio de la energía eléctrica se traduce en que el coste de cada MWh producido y distribuido al consumidor puede sufrir variaciones importantes. Durante unos centenares de horas anuales, en los momentos de máxima demanda (horas punta), la energía eléctrica tiene unos costes económicos y sociales mucho más altos que en las horas de bajo consumo (horas valle)

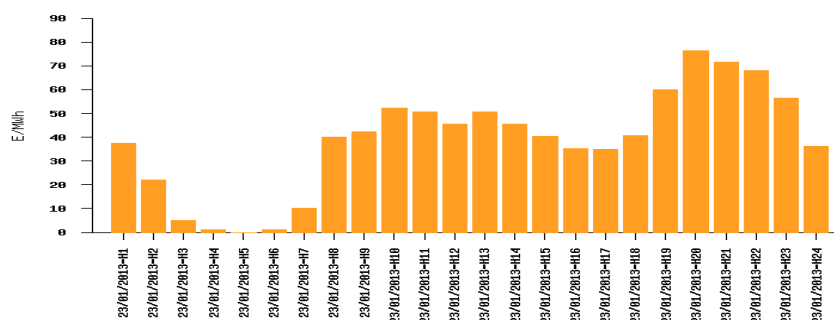


Figura 4.5. Precio horario final E. Eléctrica 23/01/2013 (Fuente: OMEL)

En definitiva, los costes reales incurridos en atender la demanda eléctrica derivan básicamente de cuánto se consume, y de cuando se consume. Y, por tanto, los programas de gestión de la demanda eléctrica se centran en la optimización relativa de estos dos parámetros.

“Gestión de la demanda de electricidad”, es un término ambiguo que ha sido interpretado de muy diversas formas en la literatura técnica y regulatoria. Una amplia definición incluye el conjunto de acciones, ya sean impulsadas o realizadas por las empresas eléctricas, por otras instituciones o por la Administración, cuyo objetivo común es influir sobre el uso que los consumidores hacen de la electricidad, de forma que se produzcan los cambios deseados, tanto para producir un ahorro de energía como para incrementar la eficiencia, ya sea en el ámbito individual como en la curva de demanda agregada. [5]

Las medidas de gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda. [6]



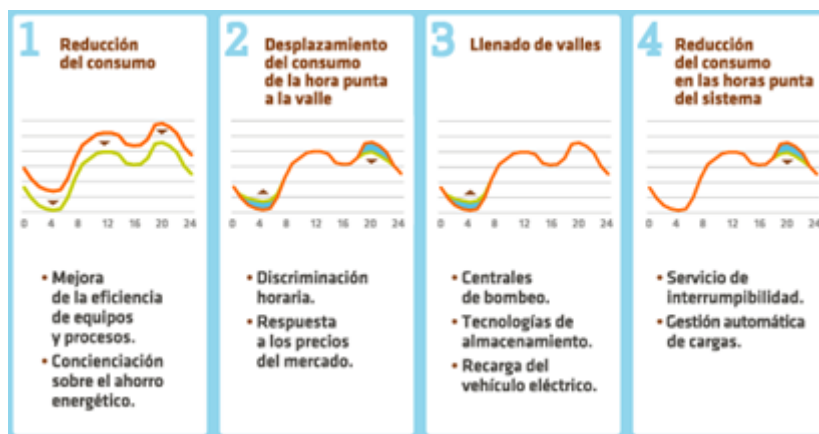


Figura 4.6. Retos de eficiencia energética y soluciones de gestión de la demanda (Fuente: REE)

#### 4.1. REDUCCIÓN DEL CONSUMO

Son las actividades que afectan al nivel de consumo. Se encuentran las orientadas a promocionar la penetración de nuevos equipos de consumo eléctrico más eficientes y de equipos que promuevan un desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema, de forma que los consumidores de todo tipo, en especial a aquellos sectores de la demanda más inelásticos a las señales de precio, los adquieran, no sufriendo por ello una pérdida de calidad. También las destinadas a la puesta en marcha de programas de formación y concienciación, de forma que los consumidores de todo tipo, también, en especial, aquellos sectores de la demanda más inelásticos a las señales de precio, adopten nuevas pautas de consumo y de ahorro de energía que tiendan a reducir la presión sobre la demanda eléctrica.

El efecto sobre la demanda eléctrica es por tanto indirecto, con efectos a largo plazo, y enfocados exclusivamente a reducir la potencia consumida, sin considerar el horario de consumo. A continuación, pueden observarse algunas iniciativas tomadas por el gobierno para la reducción de la demanda.

El *Plan de Acción 2011-2020, de 29 de Julio de 2011*, que da continuidad al *Plan de activación del ahorro y la eficiencia energética 2008-2011*, tiene como objetivo avanzar en la consecución de los objetivos 20-20-20 (20% de reducción en el consumo energético-20% de energía final con energías renovables-20% de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>) a través de un conjunto de medidas y estrategias. Estas medidas y estrategias utilizadas para alcanzar los objetivos de eficiencia energética son similares a las utilizadas en los planes de acción correspondientes a los períodos 2005-2007 y 2008-2012. [7]

El Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética que deberá incluir información objetiva sobre la eficiencia energética de un edificio y valores de referencia tales como requisitos mínimos de eficiencia energética con el fin de que los propietarios o arrendatarios del edificio o de una unidad de éste puedan comparar y evaluar su eficiencia energética. De esta forma, comparando y valorando la eficiencia energética de los edificios, se favorecerá la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía. Además, este real decreto contribuye a informar de las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de la energía proveniente de fuentes emisoras en el sector residencial, lo que facilitará la adopción de medidas para reducir las emisiones y mejorar la calificación energética de los edificios. [8]

#### **4.2. DESPLAZAMIENTO DEL CONSUMO DE LA HORA PUNTA A LA VALLE (MODULACIÓN)**

Estas iniciativas están basadas en enviar señales de precio a los consumidores eléctricos. La respuesta de los consumidores depende, en este caso, de su sensibilidad a precios temporalmente altos del MWh. Existe un gran número de iniciativas de este tipo, siendo la característica básica de todas ellas que el precio de la electricidad es distinto en diferentes períodos del día. Tanto los precios como los períodos de tiempo pueden ser fijos y preestablecidos (normalmente definidos por contrato) o completamente variables (como, por ejemplo, basados en los precios del mercado diario de electricidad).

Algunas de las modalidades más conocidas de este tipo de iniciativas son las siguientes:

- Tarifas de periodo de utilización: este tipo de tarifas definen bloques de horas con diferentes precios que reflejan los costes medios durante esos periodos definidos. Un ejemplo actualmente en uso es la *tarifa de discriminación horaria*. Se trata de una tarifa para consumidores con menos de 15kW de potencia contratada y de como mínimo un 30% de consumo eléctrico en el periodo valle, que establece diferentes precios según el momento del día en que se realiza el consumo. Creada para reemplazar la “*tarifa nocturna*” divide el día en dos periodos: periodo punta (con un precio más elevado) y periodo valle (con un precio mucho más económico). Los horarios de estos períodos varían en función de la época del año en que nos encontramos:

- Período punta: de 12h a 22h en invierno y de 13h a 23h en verano, es decir un total de 10 horas al día. El sobrecoste sobre la tarifa base es de aproximadamente un 20%.
- Período valle: de 22h a 12h en invierno y de 23h a 13h en verano, en total 14h al día. El ahorro sobre la tarifa base es de aproximadamente un 47%.
- Precios de momento crítico: son precios que se asignan a horas en las que los costes de producción y los precios de mercado son muy altos, debido a una gran demanda o a una falta de producción. Su intención es reducir el pico de consumo por medio de la súper-imposición de una tarifa eléctrica muy alta a las tarifas eléctricas fijas de único periodo. El consumidor tiene noticia de estos precios con relativamente poca antelación a los periodos en los que se aplican.
- Precios en tiempo real: con estas tarifas el precio de la electricidad refleja el precio establecido en el mercado, normalmente en periodos horarios, determinados según el mercado diario o intradiario. Este sistema evita las incertidumbres a la empresa comercializadora y se las pasa íntegramente al consumidor final, quien tiene que preocuparse de seguir los precios de mercado y afrontar los gastos de participar en él.

### **4.3. LLENADO DE VALLE**

El incremento de la demanda en las horas valle, hecho que ayuda a aplanar la curva de la demanda, se obtiene mediante sistemas ya suficientemente probados y en funcionamiento, como las centrales hidroeléctricas de bombeo, pero también impulsando la investigación en nuevas tecnologías que permitan el almacenamiento de energía eléctrica o favoreciendo algún consumo que sea rentable y eficiente, como la recarga nocturna de vehículos eléctricos. La cada vez mayor penetración de generación renovable, en especial la eólica (siendo la que más ha contribuido a la demanda eléctrica en 2013 con un 21.1%), junto con la necesidad de gestionar fuertes variaciones entre la punta y el valle de demanda eléctrica y de operar el sistema garantizando la seguridad y la calidad del suministro, hacen que los sistemas de almacenamiento de energía supongan un mecanismo eficaz para asegurar la integración de renovables y mejorar la eficiencia y sostenibilidad del modelo energético.

A continuación, se describirán más detalladamente los sistemas anteriormente mencionados:

- Centrales hidroeléctricas de bombeo: es la tecnología más madura de todas, utilizándose desde los años veinte. Se basa en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior o río hasta un embalse superior. El desnivel adecuado que se debe de dar entre los dos embalses para que dicha tecnología sea eficiente debe de ser de al menos 100m.

El bombeo del agua del embalse inferior al superior se da en las horas valle y cuando es necesario para evitar vertidos eólicos, utilizando la energía sobrante para hacer funcionar la turbina y así subir el agua y almacenar la energía. En horas punta, cuando se quiere emplear la energía almacenada, funciona como una central hidroeléctrica convencional: el agua, previamente bombeada a la presa de mayor nivel es turbinada y acciona un generador eléctrico de vuelta a la presa de menor nivel.

Existe actualmente una potencia instalada de 5.589 MW. A destacar el complejo Cortes-La Muela que dispone de una potencia de 2.000 MW, una capacidad de generación de 5.000 GWh y un depósito de 23 Hm<sup>3</sup>, convirtiéndose en el complejo hidroeléctrico de bombeo más grande de Europa. La energía que se utiliza para bombear el agua procede de la Central Nuclear de Cofrentes. [9]

- Nuevas tecnologías de almacenamiento: en la actualidad existen multitud de sistemas de almacenamiento en función de la aplicación deseada, caracterizados por la cantidad de energía acumulada y el tiempo de almacenamiento necesario. Estos sistemas son:

- *Almacenamiento de aire comprimido:* se basa en aprovechar la energía eléctrica sobrante para comprimir el aire en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas en soluciones minerales o acuíferos), de forma escalonada, lo cual consigue un buen rendimiento en la etapa de almacenamiento de energía.

Cuando se requiere la energía almacenada, se utiliza el aire comprimido para alimentar turbinas de gas de alto rendimiento. Estas plantas están diseñadas para operar, normalmente, en un ciclo diario. [10]

- *Almacenamiento cinético:* esta basada en los volantes de inercia. Se componen de un eje central que mueve un rotor y un volante de inercia. Almacenan la energía de forma cinética mediante la aceleración del rotor y del volante a una velocidad muy alta y liberan energía al invertir el proceso de carga, empleando el motor como generador. Los sistemas de volante están compuestos por un cilindro de levitación magnética que elimina el desgaste y prolonga la vida útil del sistema. Para aumentar la eficiencia, el

volante se utiliza en un entorno de baja presión para reducir la fricción con el aire. En general, los volantes se utilizan para mejoras de calidad de la energía, como fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) y para amortiguar las variaciones de frecuencia.

Se está llevando a cabo un estudio liderado por Endesa para demostrar la viabilidad de la tecnología de volante de inercia, enmarcado dentro del proyecto STORE. Para ello, se ha instalado en la isla de La Gomera un sistema de volante de inercia de 0,5 MW/18 MW, que aporta potencia activa para la regulación primaria, además de conseguir una estabilización continua de la frecuencia de la isla. Al ser una tecnología de almacenamiento de energía con tiempos de respuesta muy rápida, es adecuada para evitar eventos imprevistos, que en los sistemas eléctricos de pequeño tamaño son capaces de provocar pérdidas parciales del suministro eléctrico o provocar incluso un corte general del suministro. [11]

- *Almacenamiento en supercondensadores:* los supercondensadores almacenan energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeños dispositivos, formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Los supercondensadores, a diferencia de los tradicionales, poseen elevadas áreas. Para ello se emplean dos capas (un ánodo y un cátodo) con esferas de carbono o filamentos metálicos que son fundidos con líquidos que se emplean como dieléctrico. Estos supercondensadores son dispositivos ideales para calidad de la energía y almacenamiento de energía a corto plazo. Tienen la capacidad de ser cargados y descargados en muy breves períodos de tiempo, del orden de segundos (o inferior), lo cual los hace especialmente apropiados para responder ante interrupciones de suministro de poca duración.

Enmarcado dentro del mismo proyecto STORE que el volante de inercia, se llevará a cabo un estudio de viabilidad de la tecnología de ultracondensadoras, para lo cual se ha instalado una planta de ultracondensadores de 4 MW/20 MW que aportará estabilidad a la frecuencia del sistema, además de evitar pérdidas de suministro ante averías imprevistas entregando su capacidad. [11]

- *Almacenamiento con hidrógeno:* la energía eléctrica que se desea almacenar se deriva hacia un electrolizador, dispositivo en el que el paso de la corriente eléctrica disocia agua en sus dos componentes: oxígeno ( $O_2$ ) e hidrógeno ( $H_2$ ). El  $H_2$  obtenido se comprime para hacer más fácil su almacenamiento, mientras que el  $O_2$ , que no tiene contenido energético, se libera a la atmósfera, de la que ya es componente.

El  $H_2$  se mantiene almacenado en recipientes a presión hasta el momento en el que debe emplearse para generar energía eléctrica en situaciones de demanda o necesidad de gestión. El  $H_2$  es utilizado en el lado del ánodo, en el caso de la pila de combustible, o como combustible en el caso del motor de combustión de oxígeno, el cual transmite el movimiento al generador, que produce nuevamente energía eléctrica que se entrega a la red.

No hay ninguna instalación real de almacenamiento basada en  $H_2$  a gran escala, pero sí se han realizado pruebas experimentales.

Una de ellas ha sido el montaje de un sistema de generación y acumulación de energía en forma de hidrógeno, ubicado en el parque eólico experimental de Sotavento. La planta de almacenaje de energía eólica emplea el hidrógeno a una escala que, sin ser de una envergadura que resuelva la variabilidad de la generación, ha permitido tomar experiencias en operación real trasladables al diseño de soluciones globales.

La producción de hidrógeno se efectúa mediante un electrolizador de  $60 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de capacidad nominal alimentado con corriente eléctrica proveniente de los aerogeneradores. El electrolizador produce hidrógeno a baja presión que luego se comprime hasta los 200 bar, reduciendo el volumen de almacenaje. Para la posterior conversión a energía eléctrica, se emplea un equipo motogenerador de 55 kW eléctricos. [12]

- *Baterías:* son sistemas recargables donde se produce un almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química, generándose iones cargados eléctricamente durante el periodo de carga y empleando los iones para crear un flujo de electrones durante la descarga.

No existe actualmente en España ningún sistema de almacenamiento con esta tecnología, pero sí se están llevando a cabo proyectos experimentales con esta tecnología.

Uno de ellos es el “Proyecto Almacena”, llevado a cabo por REE, que consiste en la instalación en campo de un sistema de almacenamiento de energía, en concreto una batería prismática de ion-litio con una potencia de 1 MW y una capacidad de 3 MWh, con el objetivo de evaluar las capacidades y características técnicas que presenta actualmente este tipo de instalaciones como herramienta para mejorar la eficiencia de la operación de los sistemas eléctricos. [13]

- Vehículo eléctrico: su introducción va a suponer un cambio sustancial en los modelos de movilidad de nuestra sociedad. Además, el vehículo eléctrico supone una gran oportunidad para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico, reducir las emisiones de  $CO_2$  y disminuir la dependencia energética del exterior.

Para que la implantación del vehículo eléctrico reporte beneficios al conjunto del sistema eléctrico será necesario el desarrollo de un sistema de gestión de recarga inteligente, que sea lo suficientemente flexible para adaptarse a las preferencias de los consumidores y, atendiendo a las necesidades del sistema eléctrico fomente la recarga de los vehículos fuera de las horas de máxima demanda de electricidad. [14]

Se están llevando a cabo multitud de proyectos dedicados a la investigación y generación del conocimiento necesario para la futura fabricación y comercialización de vehículos ecológicos.

A destacar el proyecto VERDE, liderado por el centro técnico de Seat, que tuvo como finalidad investigar los temas claves necesarios para la fabricación y comercialización de vehículos, tanto híbridos enchufables (PHEV) como eléctricos (EV), lo que permitiría reducir la dependencia energética del petróleo, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector del transporte, favorecer la penetración de las energías renovables y garantizar el futuro del sector industrial y del I+D de la automoción en España. Subvencionado por el Ministerio de Economía y Competitividad dentro del Programa CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales de Investigación Técnica) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI). [15]

#### **4.4. REDUCCIÓN DEL CONSUMO EN LAS HORAS PUNTA DEL SISTEMA**

Estas iniciativas son las encargadas de reducir la demanda máxima, a través de reducciones programadas de consumo. Hay dos tipos, la gestión de la interrumpibilidad en la que el propio usuario disminuye su consumo y el control directo de carga en la que es el operador de sistema el que realiza la desconexión. A continuación se detallan ambas iniciativas.

- Gestión de la demanda de interrumpibilidad: está orientado a incentivar a los consumidores industriales, para que acepten disminuir su consumo, siguiendo una orden del OS.

Este servicio es muy interesante como herramienta para la garantía de suministro de energía a los consumidores finales en las mejores condiciones posibles.

- *Interrumpibilidad*: los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa, y próximamente adquiera su producto en la subasta, pasará a ser proveedores de este servicio de gestión de la demanda, que, para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia o por motivos

económicos, permite reducir la potencia activa demandada por los ofertantes del servicio hasta el valor de potencia residual requerido. Ello en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por Red Eléctrica, como operador del sistema, a los consumidores que hayan aceptado, a través de este cauce, convertirse en proveedores.

La interrumpibilidad, en cualquier sistema, también puede resolver situaciones de emergencia, donde no se pueda cubrir la demanda global del sistema, ya sea por imprevistos como averías en sistemas de generación o redes de transporte, o paradas de mantenimiento de las mismas.

- Control directo de carga: estas iniciativas se denominan genéricamente programas de control automático de cargas. Los operadores del sistema desconectan directamente parte de los equipos con consumos eléctricos (cargas) de sus clientes. Este tipo de iniciativas requieren la existencia de un sistema de comunicación directo entre el operador del sistema y el consumidor que participa en él.

Estos métodos, si bien no son utilizados en España, han sido usados satisfactoriamente por los operadores de distribución estadounidenses durante los últimos 20 años. El sistema general de control consiste en agrupar electrodomésticos del mismo tipo y controlar a todos los aparatos del grupo de la misma manera. Los grupos pueden incluir varias decenas de miles de aparatos. Los electrodomésticos susceptibles de ser controlados son aquellos que poseen algún tipo de inercia térmica tales como calentadores de agua, calefacciones y equipos de aire acondicionado. Las acciones de control consisten en establecer secuencias de conexión y desconexión a cada grupo. Las condiciones de control se establecen mediante contratos que especifican el número y duración de las interrupciones que puede sufrir cada aparato. A cambio de la posibilidad de desconexión, los clientes reciben una rebaja en su factura eléctrica.



## **CAPÍTULO 5      SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD**

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida. Este servicio se activa en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, que es quien lo gestiona, a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

A 1 de enero de 2014 se encontraban en vigor 145 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 14 al sistema canario y 1 al sistema balear. [3]

La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda es de 2.214 MW, de los cuales 2.164 MW corresponden al sistema peninsular, 46,8 MW a los sistemas canarios y 3,4 MW al sistema balear.

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en el año 2008, conforme a la orden ITC 2370/2007, sustituida posteriormente por la orden IET 2013/2013, aprobada el 31 de octubre de 2013, aunque sin ser todavía aplicable, al estar pendiente la realización de subastas de asignación del servicio, previstas para la semana del 17 de noviembre de 2014.

A continuación, se estudiará el marco normativo de ambas órdenes.

### **5.1.      *ORDEN ITC/2370/2007***

Esta orden regulaba las condiciones del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad ofrecidas por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar, y su régimen retributivo. [16]

#### **5.1.1. Requisitos para la prestación del servicio**

Para poder prestar el servicio de interrumpibilidad hay que cumplir los siguientes requisitos:

1. Ser consumidor conectado en alta tensión que contrata su energía en el mercado de producción.
2. El valor mínimo de potencia interrumpible ( $P_{of}$ ) ofertado en todos los períodos tarifarios no debe ser inferior a 5 MW para cualquier tipo de reducción de potencia.

Su valor viene definido por la siguiente fórmula

$$P_{of} = \left( \frac{E_j}{h_j} \right) - P_{max.i}$$

donde:

- $E_j$ : valor de la energía consumida en el período tarifario j expresada en kWh.
- $h_j$ : número de horas anuales correspondientes al período tarifario j.
- $P_{max.i}$ : potencia máxima a consumir por el proveedor para el tipo de reducción de potencia i, en los períodos en los que se solicite reducción de potencia, expresada en kW.

Deben haberse cumplido las condiciones durante los últimos dos años o acreditar su cumplimiento para el año que se desea prestar el servicio. Para las empresas de reciente apertura (inferior a un año) se exigirá un número de horas de funcionamiento en el período equivalente que suponga idéntica proporción a la condición anterior.

3. El consumo en el período tarifario 6 debe ser de al menos el 55 por ciento del consumo anual.
4. Tener instalado un relé de deslastre por subfrecuencia que cumpla con los siguientes requisitos mínimos:
  - Rango mínimo ajustable de frecuencia de arranque entre 47 y 51 Hz.
  - Escalonamiento de ajuste mínimo de 100 mHz.
  - Condición de desconexión: mantenimiento  $f < f_0$  durante, al menos tres ciclos (60 ms).
  - Operación de la desconexión con temporización ajustable entre 0 y 10 s con escalonamiento mínimo de 100 ms.
  - Posibilidad de operación automática de la reposición por recuperación de frecuencia: a lo sumo, podrá ser seleccionable esta posibilidad, siendo el operador del sistema quien disponga o autorice su utilización. Para ello deberá ser, además, temporizable siempre que se cumpla la condición de mantenimiento de una frecuencia umbral ajustable, no inferior a 50 Hz. Actualmente no se admite reposición automática.

- Bloqueo por mínima tensión: el relé deberá mantenerse operativo para tensiones superiores al 40% de la nominal. Sería conveniente la posibilidad de ajustar este umbral.

Los valores de ajuste del relé serán facilitados por el operador del sistema.

5. Tener instalados los equipos de medida y control requeridos para la gestión, control y medida del servicio.
6. No desarrollar una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades donde la aplicación del servicio pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes.

Los períodos tarifarios a los que se hace referencia son:

- Período 1: comprende 6 horas diarias de los días tipo A y 8 horas diarias de los días tipo A1.
- Período 2: comprende 10 horas diarias de los días tipo A y 8 horas de los días tipo A1.
- Período 3: comprende 6 horas diarias de los días tipo B y B1.
- Período 4: comprende 10 horas diarias de los días tipo B y B1.
- Período 5: comprende 16 horas diarias de los días tipo C
- Período 6: comprende 8 horas de los días tipo A y A1, 8 horas de los días tipo B y B1, 8 horas de los días tipo C y 24 horas de los días tipo D, las cuales corresponden a las horas valle.

Donde la clasificación de los días es la siguiente:

- Tipo A: lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.
- Tipo A1: lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.
- Tipo B: lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.
- Tipo B1: lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.
- Tipo C: lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.
- Tipo D: sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Los consumidores que cumplan estos requisitos y quieran ser proveedores del servicio de interrumpibilidad, deben presentar un informe al operador del sistema conteniendo la siguiente información y documentación.

- Acreditación de participación en el mercado de producción como comprador de energía eléctrica.
- Contrato vigente de acceso a las redes.
- Tipos de reducción de potencia que se desean proveer y valor de potencia residual máxima ( $P_{\max.i}$ ) para cada una de ellas.
- Acreditación de que la potencia máxima interrumpible ( $P_{of}$ ) en todos los períodos tarifarios es igual o superior a 5 MW.
- Las previsiones de consumo horario para la temporada eléctrica siguiente.

Una vez emitido el informe por el operador del sistema, y en caso de que sea favorable, será precisa la obtención de la autorización administrativa para la prestación del servicio, y se procederá a la formalización del contrato con el operador del sistema, previo envío de un informe por parte de éste a la Dirección General de Política de Energía y Minas.

### 5.1.2. Tipos de reducción de potencia

Se distinguen cinco tipos de reducción, dependiendo de la duración máxima y el preaviso mínimo con el que es solicitado. Cada tipo se caracteriza por el número máximo de períodos por orden, duración máxima de cada período y valor máximo de potencia residual a consumir en cada uno de ellos.

Tipo	Preaviso mínimo	Duración total máxima	Períodos máximos por orden	Duración máxima por período	Máximo valor de potencia residual a consumir en cada período
1	2 horas	12 horas	3	4 horas	$P_{\max1}$ en dos períodos $P_{50\%}$ en un período
2	2 horas	8 horas	2	4 horas	$P_{\max2}$
3	1 hora	3 horas	1	3 horas	$P_{\max3}$
4	5 min.	2 horas	1	2 horas	$P_{\max4}$
5	0 min.	1 hora	1	1 hora	$P_{\max5}$

Tabla 5.1. Características de los distintos tipos de órdenes de reducción de potencia  
(Fuente: BOE)

donde:

- $P_{\max i}$  (potencia residual máxima): valor de potencia máxima a consumir por el proveedor del servicio para el tipo de reducción de potencia, en los periodos en que se solicite la máxima reducción de potencia.

- $P_f$  (potencia de consumo): valor verificable de potencia a consumir de forma continuada por el proveedor del servicio en los periodos tarifarios definidos en el anexo de la orden.
- $P_{50\%}$  (potencia residual 50%): se calcula como:

$$P_{50\%} = P_{máx i} + 0,5 * (P_f - P_{máx i})$$

El tiempo máximo de aplicación a cada consumidor es de 120 horas anuales, mientras que el número máximo de órdenes de reducción de potencia es de cinco semanales y una diaria.

Existen dos modalidades para la contratación de los tipos de reducción de potencia:

- a. Modalidad a: sólo se contratan los tipos 3, 4 y 5.
- b. Modalidad b: se contratan los cinco tipos definidos con carácter general.

### 5.1.3. Aplicación del servicio

El servicio es gestionado por el operador del sistema atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico, pudiendo adicionalmente aplicar órdenes de reducción si la previsión de potencia disponible sistema/previsión potencia demanda es inferior a 1,10.

Los gestores de las redes pueden solicitar del operador del sistema la emisión de una orden de reducción de potencia en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias de operación así lo exijan.

La orden emitida por el operador del sistema contendrá la siguiente información:

- El tipo de reducción
- El número de periodos en que se divide. Para cada uno de ellos se especifica:
  - Instante de inicio del periodo de reducción
  - Instante de finalización del periodo de reducción.
  - Potencia residual.

Tanto la verificación de disponibilidad de la potencia a reducir como la comunicación de órdenes de reducción y seguimiento de su cumplimiento, se efectúa mediante el sistema de comunicaciones, ejecución y control de la interrumpibilidad.

### **5.1.3.1. Sistema de comunicaciones, ejecución y control de la interrumpibilidad (SCECI)**

El sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad es el conjunto de equipos comunicados entre sí que permiten la ejecución de las órdenes de interrupción y el seguimiento del grado de cumplimiento de las mismas. Está regulado por la resolución del 7 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que describe el protocolo de comunicación entre los equipos de medida y control de consumidores y los sistemas de gestión, que son las partes que forman el sistema de comunicación, ejecución y control de interrumpibilidad. [17]

#### **5.1.3.1.1. Arquitectura del sistema**

El sistema está compuesto por los siguientes elementos:

- Sistema de gestión: realiza el envío de órdenes de interrupción y todas las tareas relacionadas con la gestión del sistema de interrumpibilidad. Consta de dos sistemas de gestión: el sistema de gestión principal y el sistema de respaldo, situados en dos localizaciones distintas y conectados a los equipos terminales mediante una única red. Es un sistema redundante residente en los centros de control del operador del sistema, con las siguientes funciones básicas:
  - Recibir cada 4 segundos los valores de potencia activa y reactiva del consumidor.
  - Recibir cada hora los valores medios cuartos horarios de energía activa consumida en la hora anterior.
  - Recibir mensualmente de los consumidores los programas de consumo, parada y mantenimiento para los dos meses siguientes.
  - Estimación de la reducción de potencia disponible en cada momento basada en los programas de consumo y medidas históricas de los consumidores.
  - Selección, conforme a los criterios legales establecidos, de los consumidores a incluir en una orden de reducción de potencia, y envío de la misma a los consumidores seleccionados.
  - Seguimiento de la ejecución de las órdenes de reducción de potencia.
  - Recibir de los consumidores, una vez finalizada la ejecución de una orden de reducción de potencia, la información relativa al cumplimiento de la misma.

- Elaboración de los informes de cumplimiento de las órdenes de reducción de potencia.
- Sistema de comunicaciones: comunica el sistema de gestión del operador del sistema con los equipos terminales de los clientes, a través de una red privada virtual sobre IP (IP-VPN). Debe disponer de ancho de banda garantizado e incorporar seguridad inherente sin necesidad de túneles ni cifrado, con topología en doble estrella, direccionamiento con IP fija, con los sistemas de gestión en el centro y los equipos terminales en los extremos. Sólo uno de los sistemas de gestión, principal o de respaldo, estará activo en cada momento. El acceso de los equipos terminales a la red de comunicaciones se realiza a través de un router con una línea ADSL como conexión principal y una línea RDSI de back-up. En el caso de no existir cobertura ADSL, podrán utilizarse otros tipos de accesos, como vía satélite,...

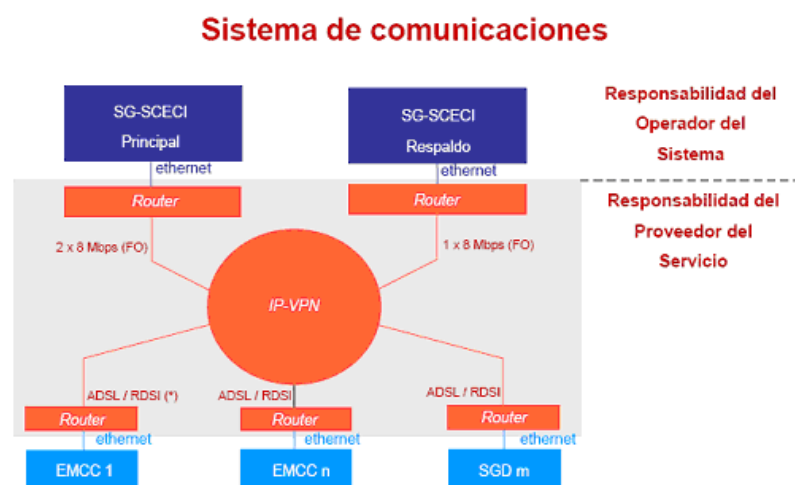


Figura 5.1. Sistema de comunicaciones del SCECI (Fuente: REE)

El acceso del sistema de gestión principal a la red de comunicaciones se realiza a través de un router con dos líneas de fibra óptica, formando un anillo con la red. El acceso de los sistemas de respaldo es análogo al del principal pero con una sola línea de fibra óptica.

La conexión entre los sistemas de gestión y los equipos terminales a los routers, debe realizarse a través de una interface Ethernet 10/100 (IEEE 802.3)

Es un servicio prestado por los proveedores de comunicaciones, que cumpliendo con las especificaciones, son designados por los proveedores del servicio al operador del sistema.

- Equipos de medida, comunicación y control: se instalan en los consumidores interrumpibles para la recepción de preavisos, gestionar y ejecutar las órdenes de interrumpibilidad enviadas por el sistema de gestión. Debe estar diseñado para ser precintado, y contener los siguientes elementos:
  - Unidad de medida y control que capte las medidas, las registre, acondicione y envíe a la unidad de comunicaciones.
  - Unidad de comunicación que realice el intercambio de información entre los equipos de medida, comunicación y control, y el sistema de gestión.
  - Unidad de generación de órdenes de interrupción responsable de recibir de la unidad de comunicación las órdenes de interrupción, decodificarlas y una vez validadas ponerlas a disposición del proveedor del servicio.
  - Señales de salida acondicionadas para su uso externo al equipo de medida, comunicación y control.
  - Entradas acondicionadas para captar la información de contadores de energía y convertidores de potencia.
  - Equipo integrador de energía demandada/aportada con periodo de integración de quince minutos, que calcule y registre la potencia activa media en cada uno de los períodos
  - Equipo integrador de energía demandada/aportada con periodo de integración de cinco minutos, que calcule y registre la potencia activa media en cada uno de los períodos.
  - Sistema de impresión en soporte papel, para la impresión de los registros correspondientes a los equipos integradores.
  - Señalización que indique el estado de la comunicación equipos-sistema de gestión y equipos-router.

#### 5.1.3.1.2. Equipo MCC

El equipo de medida, comunicación y control utilizado en la industria para la prestación del servicio de interrumpibilidad en la actualidad está integrado por los siguientes elementos: [18]

- Equipo de tarificación y control de interrumpibilidad ELITAX-4.
- Gestor de comunicaciones SERVITAX-5.
- Terminal de control de interrumpibilidad TCI-5



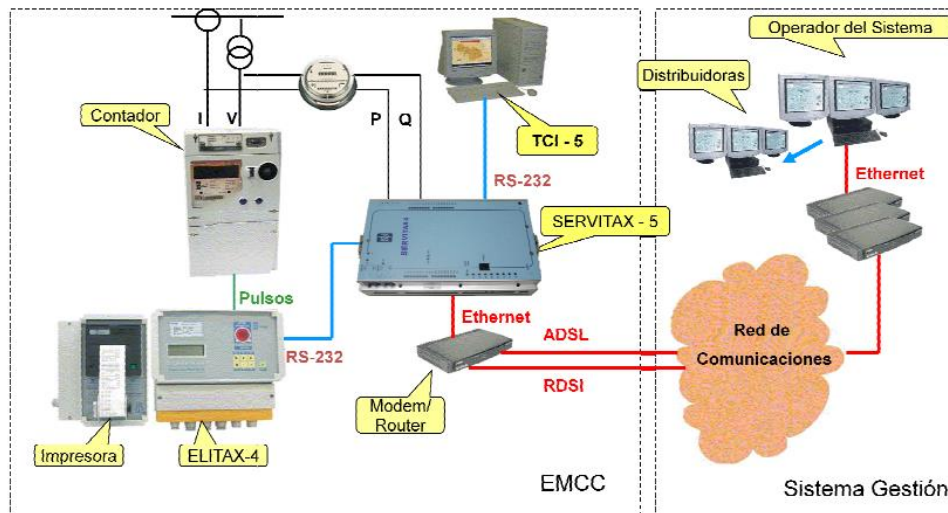


Figura 5.2. Disposición general de los equipos MCC dentro del SCECI (Fuente: NUCLEO)

Las principales características del equipo ELITAX-4 son:

- Gestión de los tipos de reducción de potencia 1, 2, 3, 4 y 5.
- Integración de la energía demandada en períodos de 15 y 5 minutos con registro de la potencia media en cada uno de los períodos.
- Discriminación horaria según Tarifa de acceso en 6 períodos.
- Reloj de tiempo real sincronizado con el sistema de gestión mediante protocolo de comunicaciones.
- Sistema de impresión con soporte en cinta de papel de los registros de 15 y 5 minutos, avisos de reducción de potencia, etc.
- Seis entradas contadoras de energía.
- Seis salidas para señalización de períodos tarifarios, sincronismo, etc.

El SERVITAX-5 es un gestor de comunicaciones de las siguientes características:

- Puertos de comunicaciones para conexión a ELITAX-4, TCI-5, router.
- EA para captación de potencia activa / reactiva demandada y generada y envío al sistema de gestión en tiempo real.
- Envío de programas de consumo generados desde el TCI-5.
- Firma electrónica de la información intercambiada con el sistema de gestión:
- Órdenes, modificaciones y anulaciones de reducción de potencia.
- Acuses de recibo de las mismas.
- Programas de consumo.
- Registros de interrupción.

Salidas de señalización (tipos de reducción de potencia, fallo de comunicación, etc.).

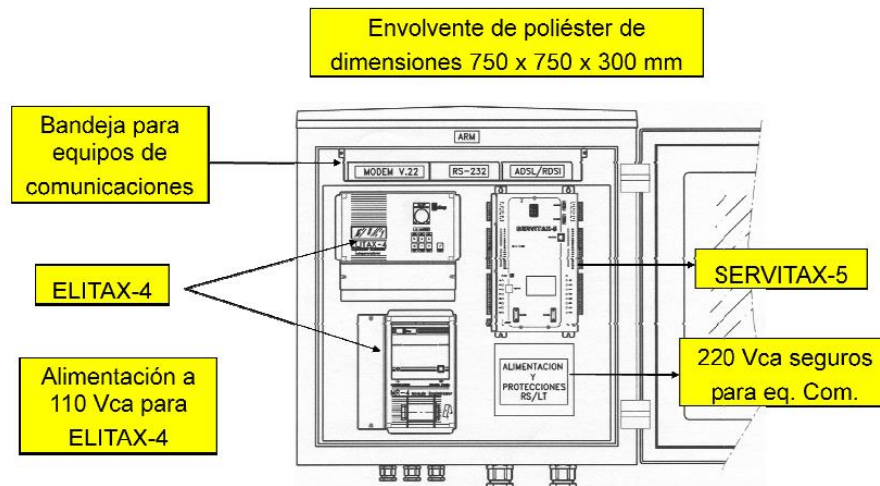


Figura 5.3. Cajetín del EMCC dentro de su envoltorio plástico (Fuente: NUCLEO)

Las principales funciones del TCI-5 son las siguientes:

- Aplicación Windows para visualización de las informaciones intercambiadas entre el equipo de medida, comunicación y control, y el sistema de gestión.
- Presentación por pantalla de:
- Órdenes de reducción de potencia tipo 1, 2, 3, 4 y 5.
- Cambio y anulación de orden.
- Mensajes de estado (fallos de comunicaciones, incidencias, etc.).
- Potencia activa y reactiva en tiempo real.
- Representación gráfica de curvas de consumo
- Elaboración y envío al sistema de gestión de programas de consumo.

El ELIREG-5 es un equipo para el control de la potencia contratada mediante la regulación de cargas.

- Complementario a los equipos de interrumpibilidad.
- Realiza la regulación según la tarifa de acceso en 6 períodos.
- Control de potencia en períodos de 15 y 5 minutos.
- 6 entradas contadoras, 5 entradas de avisos y señales procedentes del elitax/servitax.
- 8 salidas para desconexión de cargas y 2 para alarmas.
- Conexión Ethernet con terminal de regulación TR-5.
- Conexión redundante con equipos de interrumpibilidad.
- Doble sincronización con el equipo de medida, comunicación y control y contador de mercado.

#### 5.1.4. Requisitos del cumplimiento de una orden de reducción de potencia

Las órdenes de reducción deben cumplir los siguientes requisitos mínimos para considerarse cumplidas.

- Existencia de todos los registros de potencia demandada generados por un máxímetro integrador de cinco minutos desde el inicio del primer período hasta el final del último período.
- Las potencias demandadas y recogidas no deben superar el máximo valor de potencia residual a consumir,  $P_{\max i}$  o  $P_{50\%}$ , según el caso.

#### 5.1.5. Retribución del servicio

La retribución del servicio se realiza de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RSI = DI \times FE$$

donde:

- RSI: retribución anual del servicio de interrumpibilidad, con el límite máximo de 20 euros por MWh consumido.
- FE: Importe correspondiente a la facturación anual equivalente de la energía, expresada en euros, que se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FE = \sum_{h=1}^4 [P_{eh} (\sum_{j=1}^6 E_j a_j)_h]$$

donde:

- $P_{eh}$  es el precio medio de la energía expresado en [€/MWh] correspondientes al trimestre h.
- $E_j$  es la energía trimestral consumida en barras de central, expresada en MWh, en cada período tarifario j.
- $a_j$  es el coeficiente de modulación de carga, que toma los siguientes valores en cada período tarifario j.

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
J	0,046	0,096	0,09	0,176	0,244	1,390

- DI: descuento anual en porcentaje.

$$DI = 0,78 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[ \frac{S \sum_{i=1}^n [K_i * (P_{m1} - P_{max i})]}{P_{m1}} \right]$$

donde las variables tienen el siguiente significado:

- H = horas anuales de utilización equivalente que se calcula como el cociente entre el consumo total anual y la potencia media consumida en el periodo tarifario 1. Si el valor del cociente es inferior a 2.100, DI es igual a 0, y si es superior a 14.000, H toma el valor de 14.000.
- S = coeficiente de coincidencia. Según la modalidad contratada, tiene los siguientes valores:

Modalidad	S
a (3 tipos)	0,85
b (5 tipos)	0,65

- $K_i$  = constante, que tiene un valor para cada tipo de orden de reducción.

Tipo	1	2	3	4	5
K	25	25	14	16	20

- $P_{m1}$  = potencia media consumida por el proveedor en el período tarifario 1, obteniéndose como cociente entre la energía consumida en el período tarifario 1 y las horas de dicho período descontando las horas correspondientes a órdenes de reducción aplicadas durante el mismo.
- $P_{max i}$  = potencia residual máxima demandable por el consumidor durante la interrupción.
- $\sum K_i (P_{m1} - P_{max i})$  = sumatorio de los productos  $K_i (P_{m1} - P_{max i})$  para cada uno de los tipos de reducción de potencia contratados. Si el valor de  $(P_{m1} - P_{max i})$  es negativo, se toma igual a 0.

Todos los valores de potencia se expresan en kW.

En caso de que el proveedor ofrezca un valor mínimo de potencia interrumpible en todos los periodos tarifarios no inferior a 90 MW para el tipo de orden de reducción 5, la potencia media consumida en todos los periodos tarifarios sea superior a 100 MW y tenga una potencia contratada superior a

100 MW con la modalidad b, que incluye los cinco tipos de reducción de potencia, calculará su descuento a través de la siguiente fórmula:

$$DI = 0,7 * \sum_{j=1}^6 \left[ \frac{c_j}{2} * \left( \frac{P_{m1}}{P_{c1}} \right) * \max_{i=1,5} \left( \frac{P_{c1} - P_{max,i}}{P_{c1}} \right) \right] * \sum_{i=1}^5 \left[ s_i * K_i * \left( \frac{P_{m1} - P_{max,i}}{P_{m1}} \right) \right]$$

donde las variables tienen el siguiente significado:

- $c_j$  constante que tendrá un valor para cada período tarifario

Período tarifario	1	2	3	4	5	6
$c$	1,35	1,35	0,6	0,6	0,25	0,25

- $P_{mj}$  potencia media consumida en cada periodo tarifario.
- $P_{cj}$  potencia contratada en cualquiera de los periodos tarifarios.
- $s_i$  coeficiente de coincidencia, siendo su valor dependiente del tipo de orden de reducción.

Tipo	1	2	3	4	5
$s$	1	0,95	0,9	0,85	0,8

- $K_i$  constante, que tendrá un valor para cada tipo de orden de reducción.

Tipo	1	2	3	4	5
$K$	25	22	16	22	25

Si por la aplicación de esta fórmula resulta una retribución por el servicio superior a la facturación equivalente de energía, el descuento se limitará de manera que la retribución anual del servicio sea como máximo de 35 €/MWh.

### 5.1.6. Repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia

El incumplimiento de una orden de reducción en la temporada eléctrica conlleva las siguientes penalizaciones:

1. Si es el primer incumplimiento, una penalización equivalente a un determinado porcentaje de retribución. El valor de esta penalización será como máximo del 120 por ciento de la retribución anual, calculándose de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Penalización (\%RSI)} = K_p * \left(1 + \left(\frac{P_d - P_{max.i}}{P_t - P_{max.i}}\right)\right)^2 * \left(1 + \left(\frac{N}{N_t}\right)\right)^3$$

donde:

- $K_p$ : factor de penalización por incumplimiento. Se considera un valor de  $K_p$  de 3,125.
  - $N$ : número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la orden de reducción de potencia aplicada
  - $N_t$ : número total de períodos de cinco minutos que integran la orden de reducción incumplida.
2. Si se han producido más incumplimientos, la rescisión automática del contrato de prestación del servicio con la consecuente liquidación de las cantidades percibidas.

#### 5.1.7. Liquidación

La liquidación, tanto del servicio de interrumpibilidad como de las penalizaciones que se apliquen, es efectuada por el operador del sistema. Se hará mensualmente una liquidación provisional a cuenta de la liquidación anual definitiva, comprendiendo el período desde el día 1 de noviembre hasta el día 31 de octubre del año siguiente.

### 5.2. **ORDEN IET/2013/2013**

La orden IET 2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, sustituye a la orden ITC 2370/2007, que sólo será de aplicación en los sistemas eléctricos no peninsulares; en el contexto actual de la toma de medidas en el sector eléctrico para la reforma de las actividades y partidas que influyen en el coste del sistema. [19]

Se configura un mecanismo en el que el operador del sistema sigue siendo el encargado de la gestión del servicio, así como de la ejecución, seguimiento y verificación de todos los aspectos relativos a la prestación de dicho servicio, añadiendo como novedad que será el operador del sistema el que decida el requerimiento de potencia interrumpible anual, siendo asignada en bloques de potencia interrumpible, a través de un procedimiento de subastas.

### 5.2.1. Requisitos para la prestación del servicio

Los consumidores de energía que quieran habilitarse para la prestación del servicio deberán cumplir los mismos requisitos que en la orden ITC 2370/2007, a excepción de que el consumo mínimo mensual en el periodo tarifario 6 será de al menos el 50 % de la energía para el producto de 90 MW y del 55 % para el producto de 5 MW, así como acreditar un consumo superior a los 90 MW sobre la potencia residual durante al menos el 91 % de las horas de cada mes para el producto de 90 MW y un consumo medio horario efectivo y verificable no inferior a los 5 MW sobre la potencia residual para el producto de 5 MW. La disponibilidad de las comunicaciones será superior al 90 % de las horas del mes natural y al 95 % de las horas durante la ejecución de las órdenes, mientras que para los programas de consumo horario deberá superar el 95 % de las horas del mes. La precisión mensual de los programas de consumo superará el 75 %, calculándose a través de la siguiente fórmula: [20]

$$PPC (\%) = 100 - Error\ predicción (\%)$$

$$Error\ predicción = 100 * \frac{1}{horas} * \sum_h Error\ horario_h$$

- Si  $Prog_h > 0$  kWh:

$$Error\ horario_h = \left| \frac{P_h - Prog_h}{Prog_h} \right|$$

- Si  $Prog_h = 0$  kWh:

$$Si\ P_h = 0kWh \Rightarrow Error\ horario_h = 0$$

$$Si\ P_h > 0kWh \Rightarrow Error\ horario_h = 1$$

donde:

- $PPC$ : precisión de los programas de consumo (%)
- $horas$ : número total de horas en mes de cálculo.
- $P_h$ : consumo horario de energía en la hora  $h$  (kWh)
- $Prog_h$ : programa de consumo horario para la hora  $h$  (kWh)
- $Error\ predicción$ : desviación del consumo respecto a los programas (%)
- $Error\ horario$ : desvío horario del consumo respecto a los programas en hora  $h$

### **5.2.2. Tipos de producto y periodo de entrega**

Existirán dos bloques de potencia interrumpible diferenciados en función del potencial de reducción y de su disponibilidad:

- Producto 5 MW: bloques de reducción de demanda de 5 MW.
- Producto 90 MW: bloques de reducción de demanda de 90 MW, con muy alta disponibilidad.

Estos productos llevarán asociados tres opciones de ejecución en función del tiempo de preaviso:

- Ejecución instantánea (A): sin preaviso mínimo.
- Ejecución rápida (B): preaviso mínimo de 15 minutos.
- Ejecución horaria (C): preaviso mínimo de 2 horas.

La ejecución de las opciones tendrá una duración máxima de una hora, con un máximo de dos ejecuciones consecutivas. Las horas máximas de ejecución de las órdenes para cada uno de los productos será:

- 240 horas anuales para el producto 5 MW, con un máximo de cuarenta horas mensuales.
- 360 horas anuales para el producto de 90 MW, con un máximo de sesenta horas mensuales.

El periodo de entrega del servicio será de una temporada eléctrica, cuyo inicio y finalización coincide con el año natural, según se estipula en la orden IET/1752/2014, de 26 de Septiembre.

### **5.2.3. Procedimiento de asignación del servicio de interrumpibilidad**

La asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará mediante subastas descendentes de bloques de potencia interrumpible, según la resolución de 1 de agosto de 2014 de la Secretaría de Estado de Energía. [21]

#### **5.2.3.1. Desarrollo de las convocatorias**

El proceso de subastas se realizará según la secuencia siguiente:

1. Se realizará una convocatoria para celebrar subastas sucesivas correspondientes al producto de 90 MW.



Si se asigna la totalidad del requerimiento del producto de 90 MW, los participantes que no hayan resultado adjudicatarios podrán dividir los bloques de producto de 90 MW en bloques de producto de 5 MW y participar en las subastas de dicho producto.

2. Se realizará una convocatoria para celebrar las primeras 50 subastas del producto de 5 MW.
3. Será el administrador de la subasta el encargado de calcular el precio medio de referencia, tras las 50 primeras subastas de 5 MW, como la media aritmética de los precios de adjudicación de las mismas.  
Los grupos empresariales que no resulten adjudicatarios de al menos dos bloques de producto, podrán optar a una adjudicación directa de hasta dos bloques de producto de 5 MW al precio medio de referencia.
4. Se celebrarán una o varias convocatorias de subastas de producto de 5 MW hasta cubrir la totalidad del requerimiento de potencia interrumpible.
5. Podrán convocarse nuevas subastas sino se cubre el requerimiento de potencia interrumpible

#### **5.2.3.2. Desarrollo de la subasta de un bloque de producto**

A partir del precio máximo, el precio de puja irá bajando cada ronda, de duración un segundo, un escalón de bajada de precio previamente establecido. Se entenderá que el pujador acepta el precio de puja de cada ronda, a menos que se retire activando el mecanismo pulsador. Se considerará terminada cuando en una ronda específica, todos los pujadores excepto uno se retiren, siendo este último el adjudicatario del producto, siendo el precio de adjudicación el precio de puja al que se retiró el último pujador; o cuando en la última ronda se retiren más de un pujador, en cuyo caso se iniciará un desempate entre estos pujadores.

La subasta desempate tendrá un precio de salida igual al precio de la ronda anterior a la que se produjo el empate y un escalón de bajada de precio inferior al escalón de bajada del proceso general. El desempate concluirá, como en la subasta general, cuando en una ronda específica solo quede un pujador; o cuando en la última ronda se retiren más de un pujador. Si el número de participantes nuevamente empatados es igual al número de participantes totales de la subasta desempate, ésta se declarará desierta, y dicho bloque nuevamente subastado al final de la jornada. En caso de que el número de participantes empatados sea inferior al total, se realizará una nueva subasta desempate, considerando el mismo escalón de bajada de precio que en la subasta desempate ya realizada.

Durante la subasta del producto, los participantes sólo conocerán el precio de puja ronda a ronda hasta que se retiren, momento en el que dejarán de conocerlo. Sólo el pujador adjudicatario, al finalizar cada subasta de producto, sabrá el precio de adjudicación.

Será el operador del sistema el encargado de gestionarlas, además de proponer el requerimiento de potencia interrumpible para la temporada eléctrica determinando los siguientes aspectos:

- Rango de capacidades a adjudicar para cada subasta y tipo de producto.
- Periodo de entrega de la potencia interrumpible.
- Precio de salida de los productos a subastar.
- Escalón de bajada de precio.
- Fecha de realización de cada subasta.
- Valor de los coeficientes  $k_a$ ,  $k_b$  y  $k_c$ .

Para la temporada 2015, estos parámetros serán los establecidos por la resolución de 10 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía. [22]

- Rango de capacidades a adjudicar para cada subasta, tipo de producto y precio de salida.

	PRODUCTO 5 MW	PRODUCTO 90 MW
<b>Cantidad a subastar (MW)</b>	1.190	810
<b>Bloques de producto a subastar</b>	238	9
<b>Precio de salida (€/MW)</b>	260.000	350.000

*Tabla 5.2. Capacidades, tipo y precio producto temporada 2015 (Fuente: BOE)*

- Periodo de entrega de la potencia interrumpible comprenderá desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2015.
- El escalón de bajada de precio será de 1.000 €/MW.
- La fecha de realización de las subastas serán del 17 al 21 de noviembre de 2014.
- Valor de los coeficientes  $k_a$ ,  $k_b$  y  $k_c$ .

OPCIÓN DE EJECUCIÓN	COEFICIENTE	VALOR
A	$K_a$	0,323
B	$K_b$	0,281
C	$K_c$	0,239

*Tabla 5.3. Valor de los coeficientes para el cálculo de la retribución (Fuente: BOE)*

Los consumidores que reúnan los requisitos serán habilitados para su participación en la subasta, pudiendo participar en cualquiera de los dos productos, o de ambos, para un mismo período de entrega.

Tras el cierre de la subasta, será el operador del sistema el encargado de publicar los resultados, previa supervisión y confirmación de la subasta por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y las Competencias, siendo dichos resultados vinculantes para todos los concursantes que hayan participado en la misma.

#### **5.2.4. Aplicación del servicio**

El servicio comenzará a aplicarse a partir del 1 de Enero de 2015. Este retraso en la fecha de aplicación, que estaba prevista para el 1 de Julio de 2014, se debe a la compleja implantación del servicio, provocando la modificación del calendario correspondiente a la temporada eléctrica. Al adoptar la medida en el transcurso de una temporada eléctrica que finaliza el 31 de Octubre, ésta se prorrogará hasta el final de 2014, siguiendo la orden ITC/2370/2007 regulando las condiciones y requisitos de prestación del servicio hasta esa fecha. Al ampliar la temporada 2012/2013, deberán adaptarse los contratos ajustando las cuantías pendientes de percibir, a fin de permitir que los proveedores reciban retribución hasta final de año, teniendo en cuenta el límite máximo previsto en el artículo 8 de la Orden IET/107/2014, de 31 de Enero. [23]

El operador del sistema ya no sólo gestionará el servicio de interrumpibilidad atendiendo a criterios técnicos, como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia, sino también atendiendo criterios económicos que será cuando la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.

Los gestores de las redes de distribución seguirán pudiendo solicitar al operador del sistema la ejecución de una orden de reducción a los proveedores conectados en las áreas de distribución de su competencia cuando las circunstancias así lo exijan.

Para la ejecución de la opción, el operador del sistema seguirá enviando una orden de reducción de potencia a los proveedores que contendrá la siguiente información:

- Instante de inicio de ejecución.
- Instante de finalización de ejecución.
- Valor de potencia activa a mantener durante la ejecución
- La opción de ejecución.

En el caso de los adjudicatarios tanto del producto de 90 MW, como del producto de 5 MW, conllevará la prestación del servicio por la totalidad del potencial adjudicado.

La comunicación y seguimiento de las órdenes de reducción seguirá efectuándose mediante el sistema de comunicaciones, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad, cuyas características están aún por aprobar y publicar.

#### **5.2.4.1. Sistema de comunicaciones, ejecución y control del servicio**

Según la propuesta del operador del sistema (REE) de diciembre de 2013, se aconseja una nueva resolución por la que se apruebe el procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de interrumpibilidad que, manteniendo los principios básicos de funcionamiento y protocolo de comunicaciones de la Resolución de 7 de noviembre de 2007, incorpore los requerimientos de la orden IET 2013/2013. En concreto. [24]

- Indicación expresa de la existencia de un centro de respaldo del operador del sistema.
- Creación un sitio web para la publicación de información relativa a las instalaciones registradas en el sistema de gestión, con acceso exclusivo para proveedores del servicio.
- Requerimiento de un sistema de alimentación ininterrumpida para los equipos de medida, comunicación y control.
- Posibilidad de utilizar un soporte magnético, alternativo a la tira de papel, para el registro de los datos.
- Incorporación de señalizaciones externas adicionales en los equipos de medida, comunicación y control para facilitar su operación y verificación.
- Reemplazamiento de la comunicación vía bucle de corriente por un bus de comunicaciones.
- Creación de una interfaz de usuario en el equipo de medida, comunicación y control que permita la supervisión remota, modificación de parámetros y carga de programas de consumo e indisponibilidades.
- Establecimiento de las comunicaciones a través de líneas punto-punto dedicadas, IP-VPN MPLS utilizada actualmente o VPN-IPSec comunicación segura sobre internet, en función de las necesidades y criterios de fiabilidad de cada proveedor.

### 5.2.5. Verificación de la prestación del servicio

Se mantendrán los requisitos mínimos para el cumplimiento de una orden, debiendo existir todos los registros cinco minutos de potencia demandada durante toda la ejecución de la orden, teniendo que ser todos ellos inferiores o iguales a la potencia residual máxima declarada.

### 5.2.6. Retribución del servicio

La retribución del servicio variará con respecto a la de la otra orden, ya que pasará a estar constituida por dos términos, uno fijo asociado a la disponibilidad de potencia y otro variable asociado a la ejecución efectiva de una orden de reducción de potencia.

La retribución fija será mensual y vendrá fijada por la cantidad de potencia adjudicada en la subasta y el precio resultante de la misma, según la siguiente fórmula:

$$R_{m\ max} = \left(\frac{1}{12}\right) * P_{sub} * Precio$$

donde:

- $R_{m\ máx.}$  : retribución fija mensual (€)
- $P_{sub}$  : potencia asignada en la subasta (MW)
- $Precio$ : precio de adjudicación en la subasta (€/MW año)

La retribución variable asociada a la ejecución de una orden de reducción se calculará como:

$$R_{eoi} = P_{sub} * t_{eoi} * Pr_{eoi}$$

donde:

- $R_{eoi}$  : retribución de la ejecución de la opción i (€)
- $P_{sub}$  : potencia asignada en la subasta
- $t_{eoi}$  : periodo de ejecución de la opción i (hora)
- $Pr_{eoi}$  : precio de referencia para la ejecución de una opción i (€/MWh), calculándose como el precio estimado de la reserva de regulación terciaria ponderado por un coeficiente  $k_A$ ,  $k_B$  o  $k_C$ , cuyo valor lo fijará el operador del sistema para cada periodo de entrega, en función de la opción de ejecución A, B o C.

### 5.2.7. Incumplimiento de los requisitos de prestación del servicio de interrumpibilidad

Las repercusiones por el incumplimiento de una orden no variarán demasiado con respecto a las de la orden predecesora, a pesar de la modificación de la retribución del servicio.

El primer incumplimiento en el período de entrega implicará la pérdida del derecho a la percepción de la retribución variable por la ejecución de dicha orden, además de producirse una obligación de pago calculada de la siguiente forma

$$OP(\%) = k_p * \left(1 + \frac{P_d - P_{max}}{P_a - P_{max}}\right)^2 * \left(1 + \frac{N}{N_t}\right)^3$$

donde:

- $OP$ : es la obligación de pago del proveedor del servicio por el incumplimiento de la ejecución.
- $K_p$ : factor de penalización por incumplimiento. Se considerará un valor de 3,125.
- $P_d$ : máxima potencia demandada durante la orden incumplida.
- $P_{max}$ : potencia residual de referencia declarada por el proveedor.
- $P_a$ : para el producto de 90 MW, es la potencia media de los seis periodos horarios anteriores a la hora de envío de la orden de ejecución, mientras que para el producto de 5 MW, es la potencia media desde el inicio del periodo de entrega hasta el instante de envío de la orden de ejecución en el periodo tarifario en que tiene lugar la orden.
- $N$ : número de periodos de cinco minutos en los que se incumple la ejecución.
- $N_t$ : número total de periodos de cinco minutos que integran la ejecución

Si se hubieran incumplido más órdenes durante el mismo período de entrega, será excluido del servicio con la pérdida total de la retribución para dicho período, procediendo a la liquidación y devolución de las cantidades que se hubieran percibido.

Las repercusiones por el incumplimiento de algún requisito para la prestación del servicio serán las siguientes:

- Para el producto de 90 MW
  - Si el consumo mensual no es superior a los 90 MW sobre la potencia residual durante el 91 % de las horas del mes o no se alcanza el consumo mensual del 50 % en horas del periodo tarifario 6, conllevará

la pérdida de la componente fija de la retribución en dicho mes siempre que sea el primer incumplimiento mensual.

En caso de haberse incumplido más meses durante el periodo de entrega, será expulsado del servicio perdiendo la totalidad de la retribución.

- Si no se alcanza un índice mensual de disponibilidad de comunicaciones superior al 90 % o una disponibilidad de los programas de consumo horarios inferior al 75 % de las horas del mes, se perderá la retribución asociada a la disponibilidad del recurso de dicho mes.
- Para el producto de 5 MW
  - Si el consumo mensual no es superior a 5 MW sobre la potencia residual en todos los periodos tarifarios o no consume el 55 % de la energía en el período tarifario 6, conllevará la pérdida total de ambas componentes de la retribución para dicho período de entrega y la expulsión del servicio.
  - Si no se alcanza un índice mensual de disponibilidad de comunicaciones superior al 90 % o una disponibilidad de los programas de consumo horarios inferior al 75 % de las horas del mes, se perderá una doceava parte de la retribución asociada a la disponibilidad del recurso para el periodo de entrega.
- Si el relé de deslastre no actúa de acuerdo a los ajustes establecidos, se considerará incumplimiento y acarreará una sanción de la potencia interrumpible asignada en la subasta por el 120 % del precio de asignación. Si fuera la segunda actuación incorrecta del relé, supondrá la expulsión del servicio durante dicho periodo de entrega

### **5.2.8. Liquidación**

En cuanto a la liquidación del servicio se mantendrá que la efectúe el operador del sistema, tanto del servicio de interrumpibilidad como de las penalizaciones que se apliquen.

La retribución del servicio así como las obligaciones de pago por incumplimientos serán liquidadas mensualmente, siendo la componente variable de la retribución liquidada al precio del mercado diario.

## **CAPÍTULO 6      CASOS DE ESTUDIO**

Se estudiará el impacto que tendrá la nueva orden de interrumpibilidad IET/2013/2013 sobre la retribución que perciben los consumidores industriales que prestan dicho servicio. Para ello se modelarán dos perfiles eléctricos que representen a la mayoría de proveedores del servicio. Sobre estos perfiles se calcularán las retribuciones que percibirían por la prestación del servicio, tanto con la aplicación de la orden ITC 2794/2007, como con la nueva normativa durante la temporada eléctrica 2012/2013.

Para analizar la retribución obtenida aplicando la orden ITC 2794/2007, se utilizará la aplicación informática Oracle Crystal Ball que optimiza la misma en función del perfil de consumo y las condiciones contractuales asumidas con el operador del sistema.

Para el cálculo de la retribución fija con el sistema de asignación mediante subastas, se diseñará una aplicación informática que simule una subasta descendente con la que se estimará el precio de adjudicación de cada producto.

### **6.1.      CONSUMIDORES INDUSTRIALES**

En España se estima que un 40 % del consumo eléctrico se concentra en el consumo industrial. El perfil de consumo de las industrias electrointensivas es predecible, siendo guiado por distintos patrones en función del sector al que se dediquen. Algunos de ellos tendrán un consumo prácticamente constante a lo largo del día y a lo largo de la semana; son los denominados planos. Otros consumirán dependiendo del precio que tenga la energía a lo largo del día ya que disponen de procesos industriales flexibles; son los que modulan su consumo de electricidad.

A continuación se presentarán los perfiles idealizados para los diferentes patrones industriales de consumo sobre los que se calcularán las diferentes retribuciones:

#### **6.1.1. Consumidor plano**

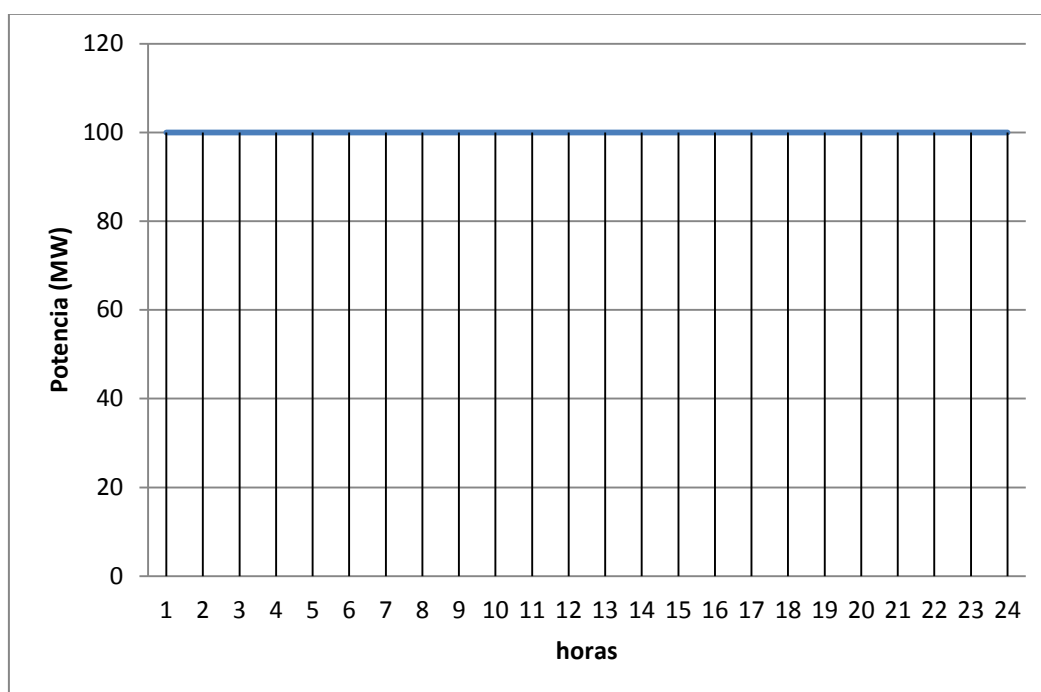
Son aquellos consumidores que se caracterizan por procesos continuos que requieren siempre el mismo valor de potencia, por lo que su perfil de consumo representativo es una recta para cualquier día del año independientemente de la tarificación eléctrica. Procesos industriales característicos de este perfil son la



industria papelera, con potencias máximas que oscilan entre los 10 MW para las fábricas de papel y los 120 MW de las de obtención de celulosa, o los de obtención de aluminio o zinc, con potencias máximas demandadas entre 200 y 400 MW.

Para el caso de estudio de un consumidor plano se elegirá una potencia media contratada de 100 MW con una tensión nominal de 220 kV, considerando la potencia contratada y consumida iguales, ya que las industrias ajustan ésta al máximo por su gran impacto económico.

La curva de consumo será la misma para cualquier día del año, excepto los días de mantenimiento o con incidencias.



*Figura 6.1. Perfil de consumo diario consumidor plano*

La duración de los periodos tarifarios, definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, se basarán en la temporada eléctrica 2012/2013 comprendiendo los siguientes días laborables, festivos y fines de semana.

<i>Temporada</i>	<i>Mes</i>	<i>Fin de semana</i>	<i>Lunes - Viernes</i>	<i>Festivos</i>
<b>Temporada alta</b>	Noviembre 2012	8	21	1
	Diciembre 2012	9	19	3
	Enero 2013	8	21	2
	Febrero 2013	8	20	0
<b>Temporada media</b>	Marzo 2013	10	18	3
	Abril 2013	8	22	0
	Julio 2013	8	23	0
	Octubre 2013	7	23	1
<b>Temporada baja</b>	Mayo 2013	8	21	2
	Junio 2013	10	20	0
	Agosto 2013	9	21	1
	Septiembre 2013	9	21	0

*Tabla 6.1. Calendario temporada 2012/2013*

La duración de cada período tarifario y su fracción anual es:

<b>PERIODO TARIFARIO</b>	<b>DURACIÓN (horas)</b>	<b>FRACCIÓN ANUAL (%)</b>
<b>1</b>	486	5,55
<b>2</b>	810	9,25
<b>3</b>	516	5,89
<b>4</b>	860	9,82
<b>5</b>	992	11,32
<b>6</b>	5.096	58,17

*Tabla 6.2. Duración de los períodos tarifarios en la temporada 2012/2013*

Se considerará que el consumidor realiza una parada por mantenimiento la última semana de Diciembre y la primera de Julio (donde la potencia consumida será de 0 MW), ya que suele ser éste el tiempo medio utilizado para dicha tarea. Esto dará mayor veracidad a los resultados obtenidos. La curva resultante de potencia consumida durante la temporada será:

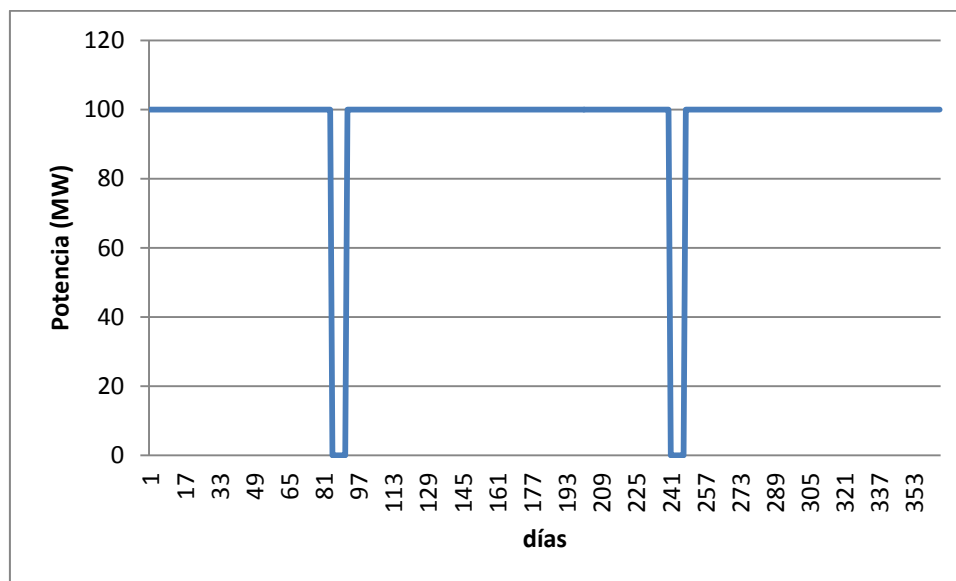


Figura 6.2. Perfil de consumo anual consumidor plano

Considerando la parada, la potencia media y la energía consumida en cada periodo tarifario serán:

P. TARIFARIO	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Potencia media (MW)	95,06	95,06	94,19	94,19	100	96,23	96,16
Energía consumida (GWh)	46,2	77	48,6	81	99,2	490,4	842,4

Tabla 6.3. Potencia media y energía consumida en todos los periodos tarifarios consumidor plano

Su energía consumida en barras de central, conocido el coeficiente de pérdidas de energía para instalaciones del grupo 6.4 (tensiones superiores a 145 kV) publicado en el BOE, será:

P. TARIFARIO	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Coeficiente de pérdidas (%)	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4	-
Energía consumida en BC (GWh)	47,03	78,31	49,43	82,38	100,89	497,27	855,3

Tabla 6.4. Energía consumida en BC en todos los periodos tarifarios consumidor plano

### 6.1.2. Consumidor que modula

Son los consumidores a los que sus procesos industriales les permiten modelar su consumo en función del precio de la electricidad. Su perfil se caracteriza por un mayor consumo por las noches y en fines de semana. Este tipo de consumo no solo beneficia a los propios consumidores reduciendo su factura eléctrica, sino también al sistema eléctrico al rellenar valles con una energía que podría haberse situado en punta. Esta reducción sobre la potencia máxima en horas punta se representa a través del coeficiente de modulación, que compara la potencia media consumida en horas punta y la potencia nominal, como se observa en la fórmula:

$$\text{Coeficiente de modulación} = \frac{P_{m1}}{P_n}$$

Ejemplos de procesos industriales que modulan su consumo son las industrias de fraccionamiento de aire y plantas químicas con coeficientes de modulación bajos, o industrias cementeras y siderúrgicas con mayores coeficientes de modulación.

Para el consumidor modular representado se establecerá una potencia de 50 MW con una tensión nominal de 60 kV y un coeficiente de modulación de 0,5, con un patrón de consumo semanal representado en el siguiente gráfico:

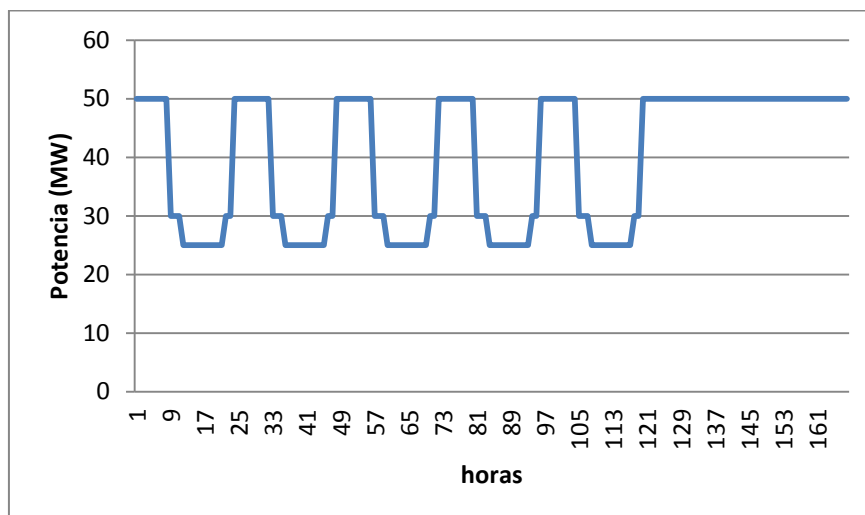


Figura 6.3. Perfil de consumo semanal consumidor modular

Analizando la curva de consumo en días laborables, se observa como durante la primera fase del día, hasta las ocho de la mañana, trabaja a su potencia nominal aprovechando que la energía es más barata ya que nos encontramos en el periodo tarifario 6. Durante la siguiente hora, la demanda decrece ya que el precio de la energía aumenta al igual que la demanda global del sistema. Durante las horas

centrales del día, horas punta donde el precio de la energía es más alto, el consumo se mantendrá en su punto más bajo. A partir de las 22 horas la actividad comienza a aumentar, primero suavemente en periodo P2, y luego con una mayor pendiente una vez entrado en P6, en la última hora del día.

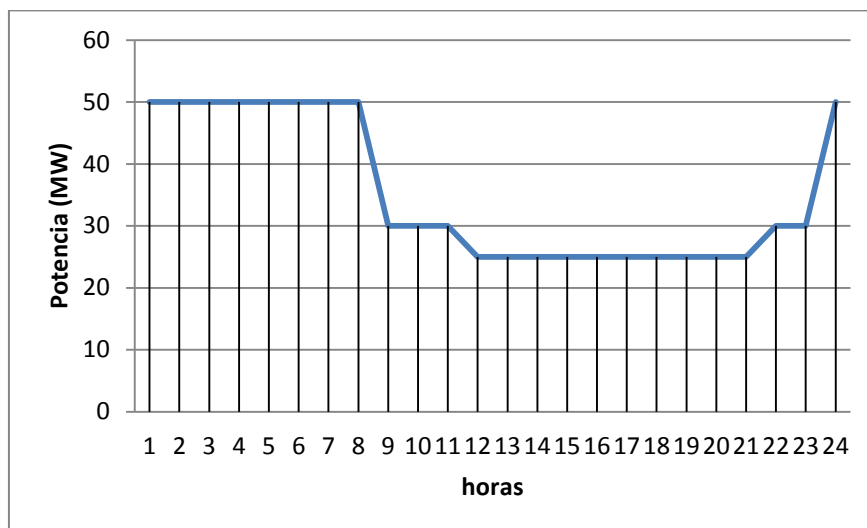


Figura 6.4. Perfil de consumo días laborables consumidor modular

Aunque la cartera de pedidos de trabajo de las industrias no siempre permita operar en festivos, fines de semana y mes de Agosto a máxima potencia durante todas las horas del día, se considerará como hipótesis el mejor de los casos, trabajando en todo el periodo de tarificación 6 a la potencia nominal. Su curva representativa de consumo en este periodo será:

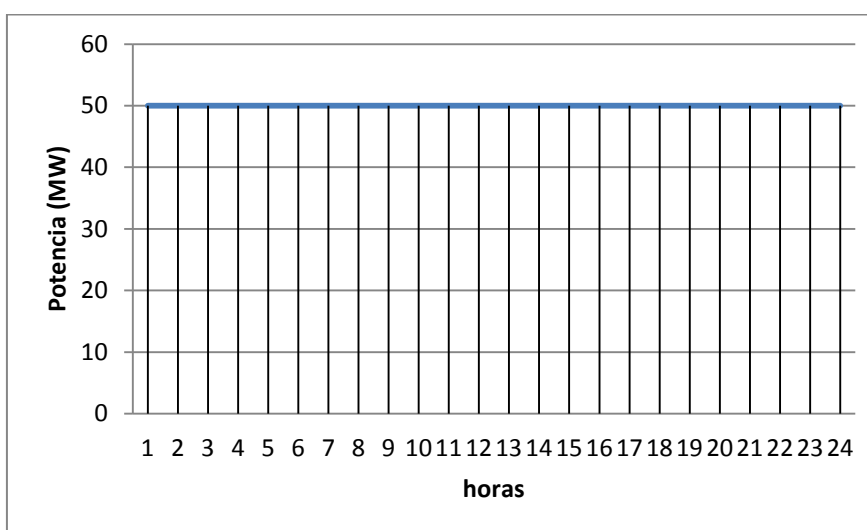


Figura 6.5. Perfil de consumo días festivos y fines de semana consumidor modular

Se supondrá al igual que con el consumidor plano que detiene su producción por tareas de mantenimiento durante la última semana de Diciembre y la primera de Julio, siendo la potencia consumida durante ese periodo de 0 MW.

Para este caso, la potencia media consumida a lo largo de la temporada será de 33,06 MW, mientras que para cada periodo tarifario, cuya duración ha sido calculada anteriormente, la energía consumida y la potencia media serán:

P. TARIFARIO	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Potencia media (MW)	23,76	26,14	25,12	24,96	26,57	48,12	33,06
Energía consumida (GWh)	11,55	21,18	12,96	21,47	26,35	245,2	338,7

*Tabla 6.5. Potencia media y energía consumida en todos los periodos tarifarios consumidor modular*

Por lo que la energía consumida en barras de central, utilizando el coeficiente de pérdidas de energía para instalaciones pertenecientes al grupo 6.2 (instalaciones con tensiones comprendidas entre 38 y 72,5 kV) publicado en el BOE, será:

P. TARIFARIO	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Coeficiente de pérdidas (%)	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8	-
Energía consumida en BC (GWh)	12,12	22,18	13,56	22,42	27,51	254,52	352,29

*Tabla 6.6. Energía consumida en BC por el consumidor modular*

## **6.2. RETRIBUCIÓN SEGÚN NORMATIVA 2007**

Se estudiará la retribución que obtendrían los dos proveedores industriales anteriormente descritos en función de la potencia residual fijada durante dicha temporada, la cual se regía por la normativa descrita en la orden ITC/2370/2007. Para optimizar dichos resultados se utilizará la aplicación informática Oracle Crystal Ball, la cual funciona como una extensión de Microsoft Excel.

### 6.2.1. Aplicación Oracle Crystal Ball

Oracle Crystal Ball es una suite de aplicaciones basada en hojas de cálculo, que sirve para la realización de modelaje predictivo, previsión, simulación y optimización, analizando los factores que afecten al análisis.

Permite definir las celdas de Excel, ya sea como suposiciones (la celda toma un valor en función de una distribución estadística) o como variables (la celda puede tomar cualquier valor comprendido en el intervalo elegido). Si se utilizan estas celdas definidas como valores de fórmulas matemáticas, permite fijar previsiones sobre los resultados obteniendo estudios de optimización. Una vez obtenidos los resultados podrán ser analizarlos a través de gráficos de dispersión, sensibilidad, tendencia, suposición y previsión.

Para este caso se definirán como variables aquellas condiciones contractuales adquiridas con el operador del sistema (potencias residuales para cada orden). El resto de parámetros, como la potencia media en cada período tarifario o la potencia contratada, se considerarán fijos y de valor establecido por el consumo de potencia de cada proveedor industrial.

A continuación se calcularán las retribuciones que percibirían tanto el proveedor plano como el proveedor modular:

### 6.2.2. Proveedor plano

Para poder prestar el servicio el consumidor debe cumplir con los siguientes requisitos:

- El consumo en el periodo tarifario 6 debe ser de al menos el 55 % del consumo anual.

Esta premisa la cumple, ya que consume en el periodo tarifario 6 el 58,22 % de su energía anual.

- Valor mínimo de potencia interrumpible en todos los periodos tarifarios no inferior a 90 MW para el tipo de orden de reducción 5.

Para cumplir con la premisa de ofertar 90 MW en todos los periodos tarifarios para el tipo de orden de reducción 5, se fijará la potencia residual para ese tipo de orden en 4 MW, ofertando con ello un mínimo de 90 MW en todos los periodos tarifarios.

- Potencia contratada en todos los periodos tarifarios no inferior a 100 MW con la modalidad de contrato b.

Al suponer iguales la potencia contratada y la potencia consumida, contratará una potencia de 100 MW en todos los periodos tarifarios, por lo que cumple el requisito.

Al cumplir con los requerimientos, el consumidor plano se convertiría en proveedor del servicio de interrumpibilidad. Su descuento vendrá dado por la siguiente fórmula, con límite máximo de 35 €/MWh:

$$DI = 0,7 * \sum_{j=1}^6 \left[ \frac{c_j}{2} * \left( \frac{P_{m1}}{P_{c1}} \right) * \max_{i=1,5} \left( \frac{P_{c1} - P_{max,i}}{P_{c1}} \right) \right] * \sum_{i=1}^5 \left[ S_i * K_i * \left( \frac{P_{m1} - P_{max,i}}{P_{m1}} \right) \right]$$

Cada variable tomará el siguiente valor:

- $P_{m1}$ : potencia media en el periodo tarifario 1, con valor 95,06 MW.
- $P_{c1}$ : potencia contratada en el periodo tarifario 1, 100 MW.
- $P_{max1}$ : potencia residual para el tipo de orden 1, con valor comprendido en el intervalo (0,89) MW para cumplir con la premisa de ofertar un mínimo de 5 MW.
- $P_{max2}$ : potencia residual para el tipo de orden 2, con valor comprendido en el intervalo (0,89) MW.
- $P_{max3}$ : potencia residual para el tipo de orden 3, con valor comprendido en el intervalo (0,89) MW.
- $P_{max4}$ : potencia residual para el tipo de orden 4, con valor comprendido en el intervalo (0,89) MW.
- $P_{max5}$ : potencia residual para el tipo de orden 5, con valor comprendido en el intervalo (0,4) MW por tener que ofertar un mínimo de 90 MW en este tipo de orden.

Para conocer la posible actuación del proveedor plano, se analizará la variación de la retribución en función de la potencia interrumpible entregada.

Primeramente se introduce la fórmula del descuento y retribución anual para su resolución en Microsoft Excel. Para el cálculo de la retribución anual, se utilizará el precio medio de la energía durante la temporada eléctrica pasada, siendo de valor 42,39 €.



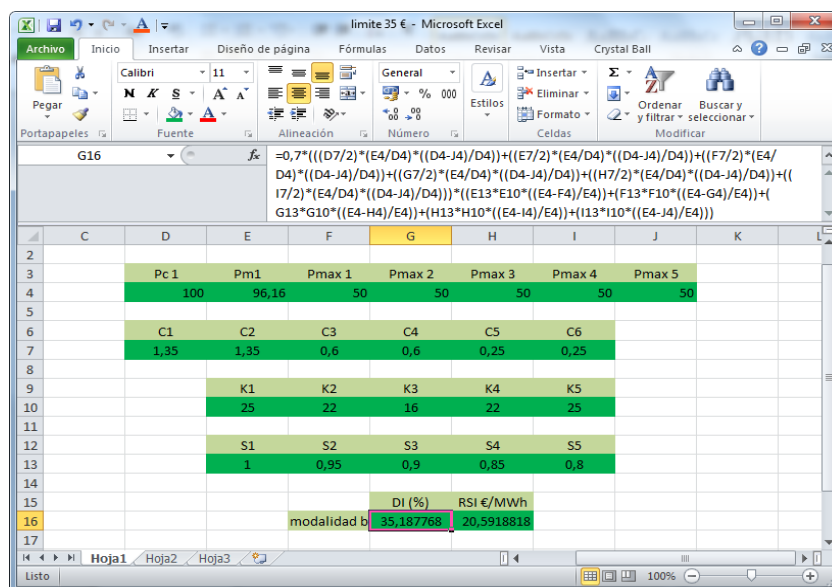


Figura 6.6. Introducción de fórmulas y variables en Microsoft Excel

Para obtener la máxima retribución, ésta se calculará a través de la extensión Oracle Crystal Ball de Microsoft Excel. Permite optimizar el resultado definiendo las variables como celdas constantes (color verde) con valor fijo o celdas decisión (color amarillo), definidas por el intervalo anteriormente descrito. Se deberán definir también las casillas de los resultados de las fórmulas como previsiones (color azul), necesario para poder fijar objetivos sobre ellas.

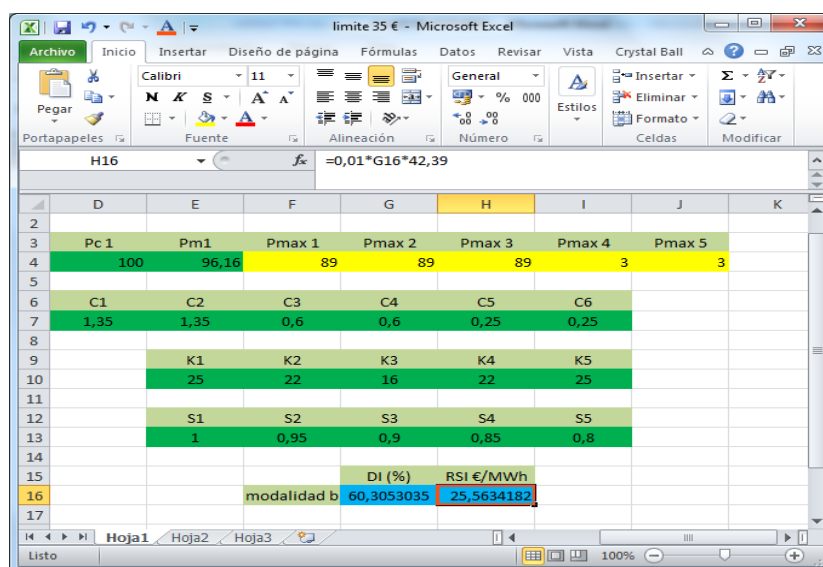


Figura 6.7. Definición de las variables en Oracle Crystal Ball

Una vez introducidas las fórmulas, variables y pronósticos, se utilizará la herramienta Optquest, que permite fijar objetivos y poner restricciones a las variables a fin de obtener los mayores descuentos.

El objetivo fijado será que el descuento sea el mayor posible, siempre y cuando la retribución no supere los 35 €/MWh que fija la orden como máximo para este tipo de proveedores.

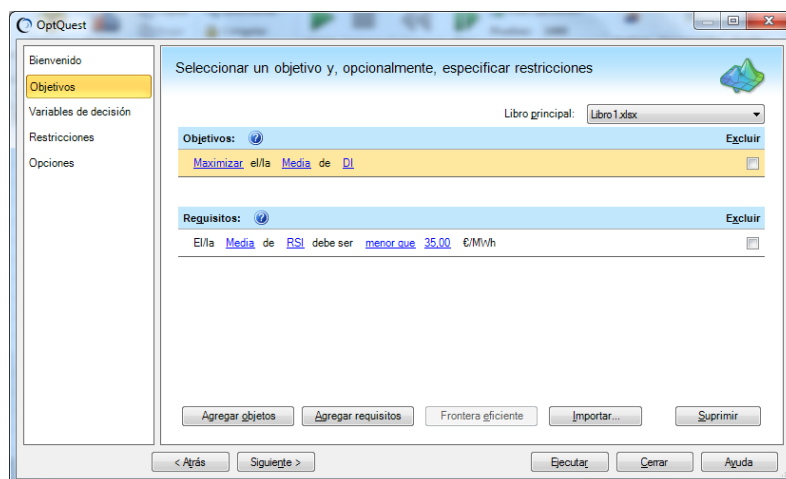


Figura 6.8. Objetivos fijados en Opquest

La restricción impondrá que las potencias residuales de las órdenes con tiempo de preaviso (orden 1, 2, 3 y 4) sean las mismas. Esto se debe a que las industrias adaptan sus instalaciones para que cortes de determinada potencia afecten en la menor medida posible a su proceso productivo.

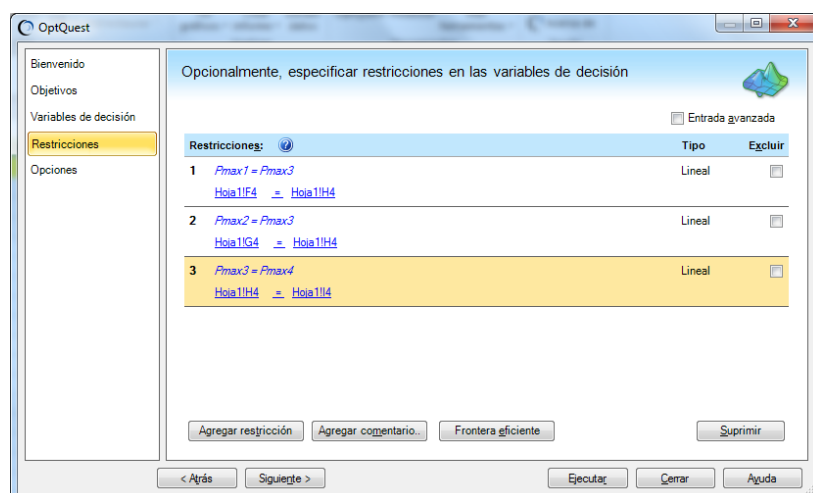


Figura 6.9. Restricciones impuestas en Opquest

Una vez definidos los objetivos, requisitos y restricciones, se obtienen los siguientes resultados tras 1000 simulaciones:

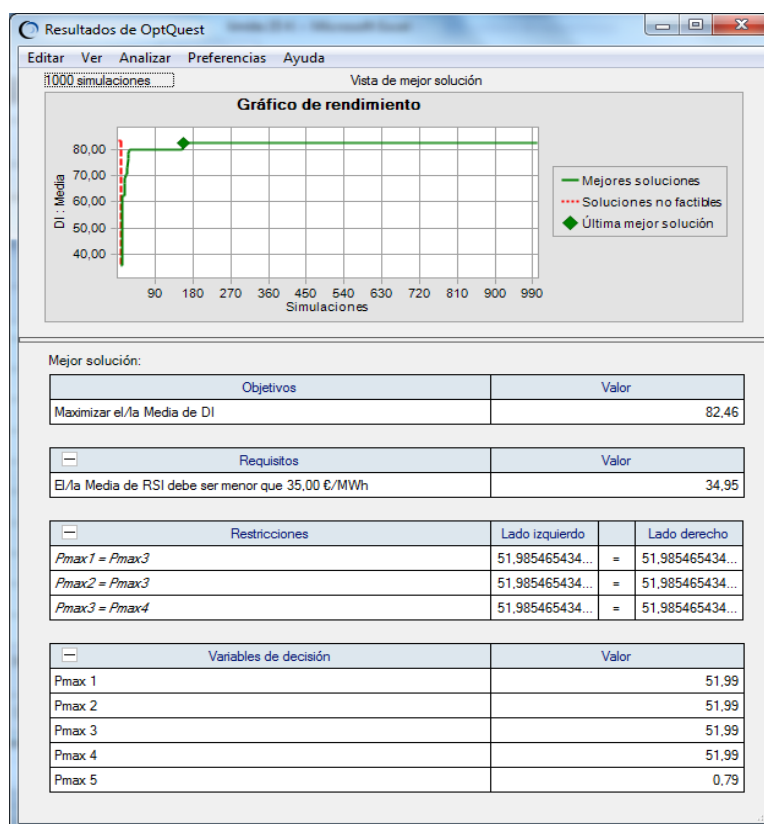


Figura 6.10. Resultados obtenidos en Opquest

La variación de retribución que sufrirá el consumidor plano en función de la potencia residual que fije será:

Límite 35€/MWh	Orden 1	Orden 2	Orden 3	Orden 4	Orden 5	DI (%)	RSI (€/MWh)
$P_{max}$ retribución mínima	89	89	89	89	4	35,61	15,10
$P_{max}$ retribución media	70	70	70	70	3	58,70	24,88
$P_{max}$ retribución máxima	52	52	52	52	1	82,46	35,00

Tabla 6.7. Retribución consumidor plano distintas potencias residuales límite 35€/MWh

En el caso de que el proveedor plano, debido a que su proceso industrial continuo no le permita entregar 90 MW en la orden sin preaviso, éste calculará su retribución a través de la siguiente fórmula con límite 20€/MWh.

$$DI = 0,78 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[ \frac{S \sum_{i=1}^n [K_i * (P_{m1} - P_{max i})]}{P_{m1}} \right]$$

Despejando en la fórmula, se obtendrán las siguientes retribuciones para distintas potencias residuales:

Límite 20€/MWh	Orden 1	Orden 2	Orden 3	Orden 4	Orden 5	DI (%)	RSI (€/MWh)
$P_{max}$ (MW) retribución mínima	89	89	89	89	89	2,47	1,05
$P_{max}$ (MW) retribución media	50	50	50	50	50	18,34	7,77
$P_{max}$ (MW) retribución máxima	5	5	5	5	5	36,65	15,54

Tabla 6.8. Retribución consumidor plano distintas potencias residuales límite 20€/MWh

La estrategia a seguir por el proveedor plano debe encaminarse a la mayor entrega de potencia, al primar la ley en mayor cuantía grandes entregas de potencia, ya que su consumo constante invariable en el tiempo merma su retribución por modulación.

### 6.2.3. Proveedor que modula

Para convertirse en proveedor del servicio, el consumidor que modula debe cumplir los siguientes requisitos:

- El consumo en el periodo tarifario 6 debe ser de al menos el 55 % del consumo anual.  
El consumidor modular tiene un consumo en el periodo tarifario 6 del 72,19% del consumo anual, por lo que cumple el requisito.

- La potencia mínima ofertada en cualquier periodo tarifario debe ser de al menos 5 MW.

La potencia ofertada es la diferencia entre la potencia consumida y la potencia residual para cada periodo tarifario. Se fijará en la aplicación que ninguna potencia residual sobrepase los 18 MW, por lo que el proveedor cumple la premisa.

Al no ser capaz de ofertar 90 MW en todos los periodos tarifarios, calculará su retribución a través de la fórmula con límite de descuento máximo de 20€/MWh:

$$DI = 0,78 * \frac{H - 2.100}{H} * \left[ \frac{S \sum_{i=1}^n [K_i * (P_{m1} - P_{maxi})]}{P_{m1}} \right]$$

Las variables tomarán los siguientes valores:

- $P_{m1}$ : potencia media en el periodo tarifario 1, con valor 23,76 MW.
- $H$ : horas anuales de utilización equivalente calculado como el cociente entre el consumo total anual y la potencia media consumida en el periodo tarifario 1. Su valor estará comprendido entre 2.100 y 14.000.
- $P_{max1}$ : potencia residual para el tipo de orden 1, con valor comprendido en el intervalo (0,18) MW para cumplir con la premisa de ofertar un mínimo de 5 MW.
- $P_{max2}$ : potencia residual para el tipo de orden 2, con valor comprendido en el intervalo (0,18) MW.
- $P_{max3}$ : potencia residual para el tipo de orden 3, con valor comprendido en el intervalo (0,18) MW.
- $P_{max4}$ : potencia residual para el tipo de orden 4, con valor comprendido en el intervalo (0,18) MW.
- $P_{max5}$ : potencia residual para el tipo de orden 5, con valor comprendido en el intervalo (0,18) MW.

Al igual que con el proveedor plano, se estudiará la posible actuación del proveedor que modula analizando la variación que sufre su retribución a diferentes potencias residuales.

Para el cálculo de la máxima retribución, se introduce la fórmula del descuento en Microsoft Excel definiendo, a través de la extensión Oracle Crystal Ball, las variables como celdas constantes o celdas decisión y las casillas de resultados como previsiones.

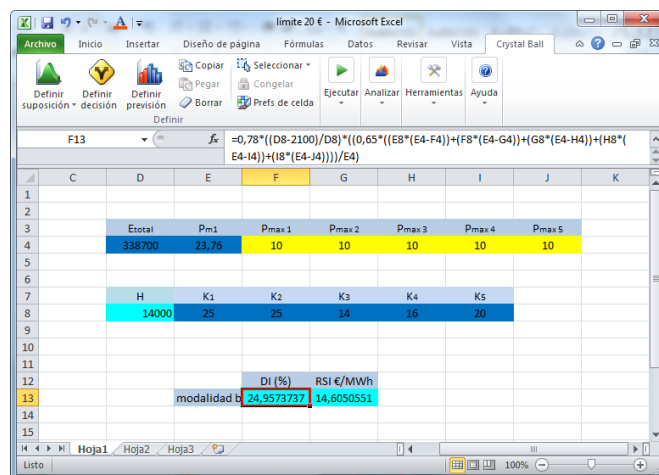


Figura 6.11. Definición de variables en Oracle Crystal Ball

Se fija el objetivo, que consiste en maximizar el descuento sin sobrepasar la retribución máxima, y las restricciones, por las que las potencias residuales de todas las órdenes de reducción deben ser iguales y las horas anuales de utilización equivalente (H) con valor acotado entre sus límites permitidos.

Tras introducir objetivos y restricciones se ejecuta la aplicación, la cual buscará las mejores soluciones tras 1000 simulaciones, obteniendo los siguientes resultados:

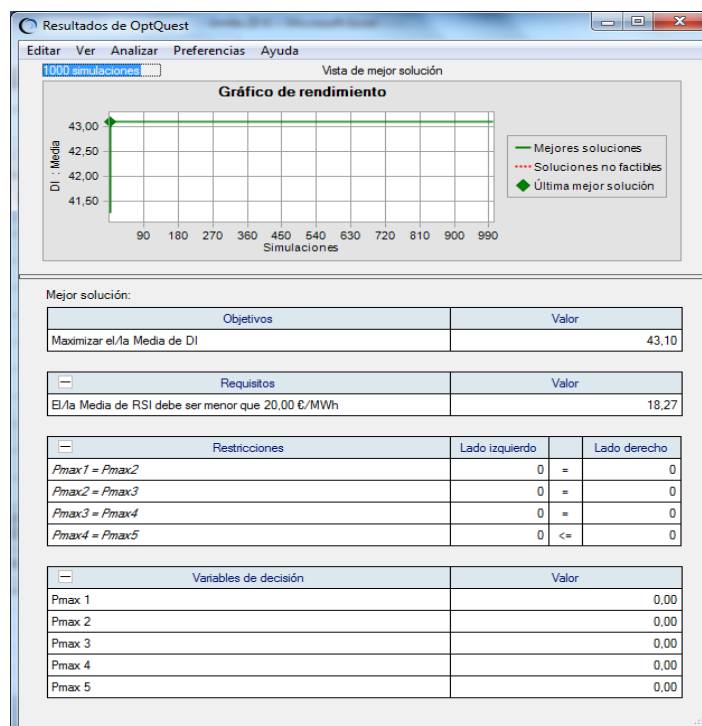


Figura 6.12. Resultados obtenidos en Opquest para consumidor modular

Las retribuciones que obtendría el consumidor que modula en función de las condiciones contractuales adquiridas con el operador serán:

Límite 20€/MWh	Orden 1	Orden 2	Orden 3	Orden 4	Orden 5	DI (%)	RSI (€/MWh)
$P_{\max}$ (MW) retribución mínima	18	18	18	18	18	10,32	4,38
$P_{\max}$ (MW) retribución media	9	9	9	9	9	26,71	11,32
$P_{\max}$ (MW) retribución máxima	0	0	0	0	0	43,10	18,27

Tabla 6.9. Retribución consumidor que modula distintas potencias residuales límite 20€/MWh

La estrategia a seguir por el consumidor modular para maximizar sus beneficios será, al igual que el consumidor plano, entregar la máxima potencia interrumpible posible en función del umbral de rentabilidad del proceso productivo al que se dedique. En este caso, aunque modulara más su consumo, no aumentaría sus beneficios ya que su valor de horas anuales equivalentes de utilización es máximo ( $H = 14.000$ ).

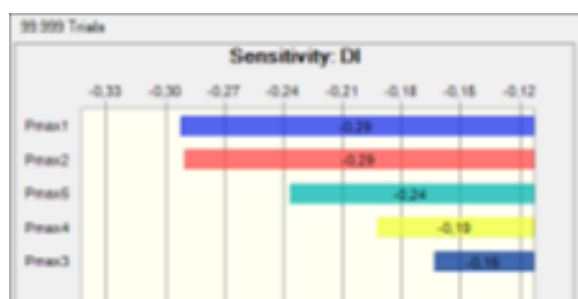


Figura 6.13. Gráfica importancia retributiva de las distintas ordenes de reducción

Del análisis de las estrategias de los diferentes consumidores se extrae que la orden ITC/2370/2007 retribuye (máximo 20 €/MWh) la cantidad de potencia interrumpible entregada en función del tipo de orden de reducción (como se observa en la gráfica), así como la modulación del consumo, aunque esta última en menor medida. Tras la modificación sufrida por la orden IET/2804/2012, de 27 de Diciembre, se introduce una nueva retribución para entregas de grandes cantidades de potencia interrumpible (superior a 90 MW en todos los periodos tarifarios) cuyo máximo descuento (35 €/MWh) casi duplica la de entregas de potencia inferiores. En este caso la retribución solo depende de la potencia entregada en cada orden de reducción, dejando sin primar la modulación.

### 6.3. RETRIBUCIÓN CON ASIGNACIÓN MEDIANTE SUBASTAS

Se estudiarán posibles estrategias a tomar por los consumidores durante la subasta para maximizar la retribución obtenida. Esta retribución viene tipificada en la Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, modificada por la Orden IET/346/2014, de 7 de Marzo. Sólo se tendrá en cuenta la parte de retribución fija asociada a la potencia adjudicada en la subasta, desestimando la parte de retribución variable asociada al número de ordenes de interrumpibilidad cumplidas, ya que su valor es muy inferior a la parte fija y puede despreciarse

La asignación se llevará a cabo mediante subastas descendentes de bloques de potencia (90 MW ó 5 MW), que serán simuladas mediante una aplicación informática diseñada para que cumpla con las condiciones establecidas en la Resolución de 1 de Agosto de 2014 de la Secretaría de Estado de Energía.

#### 6.3.1. Aplicación informática “Subastas”

La aplicación informática que simula una subasta descendente se desarrollará con la ayuda de Microsoft Visual Estudio. Está desarrollada en Visual Basic .net, pudiéndose observar su programación en el anexo del presente proyecto. [25] [26]

Al ejecutar la aplicación aparecerá una pantalla para establecer el número de participantes, con un máximo de cuatro, y sus respectivos nombres.

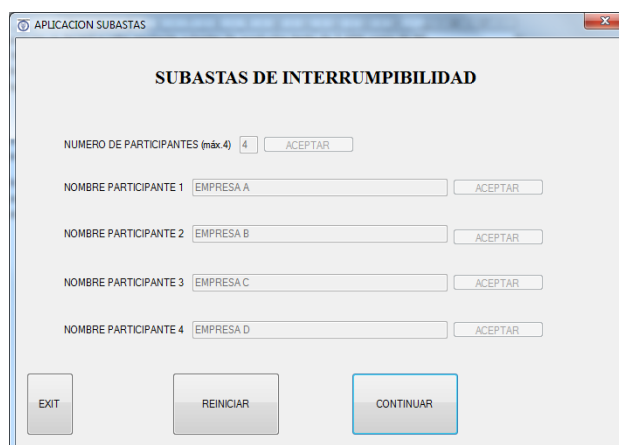


Figura 6.14. Pantalla introducción de participantes.

Introducidos los datos se pulsa CONTINUAR, tras lo que el programa abre una nueva ventana donde pide fijar el valor inicial de la subasta, el intervalo de descenso (seg) y el escalón de descenso.



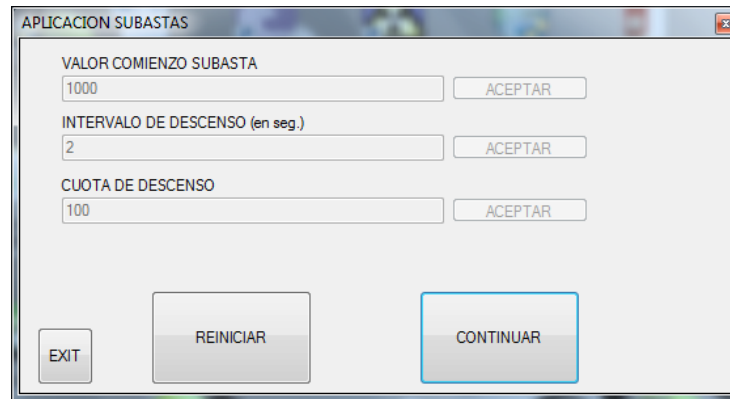


Figura 6.15. Pantalla introducción parámetros de la subasta.

Tras introducir los parámetros de la subasta y pulsar CONTINUAR, se muestra la pantalla de inicio de la subasta en la que se observa el valor inicial de la subasta y la tecla COMENZAR.

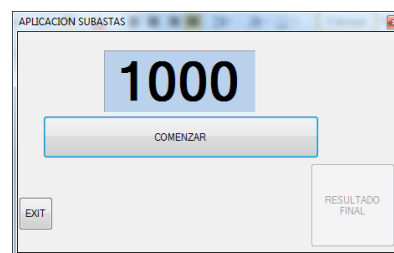


Figura 6.16. Pantalla inicio de la subasta

Una vez pulsado el botón COMENZAR se abren los pulsadores de los distintos participantes y el precio inicial comienza a descender según los parámetros marcados.

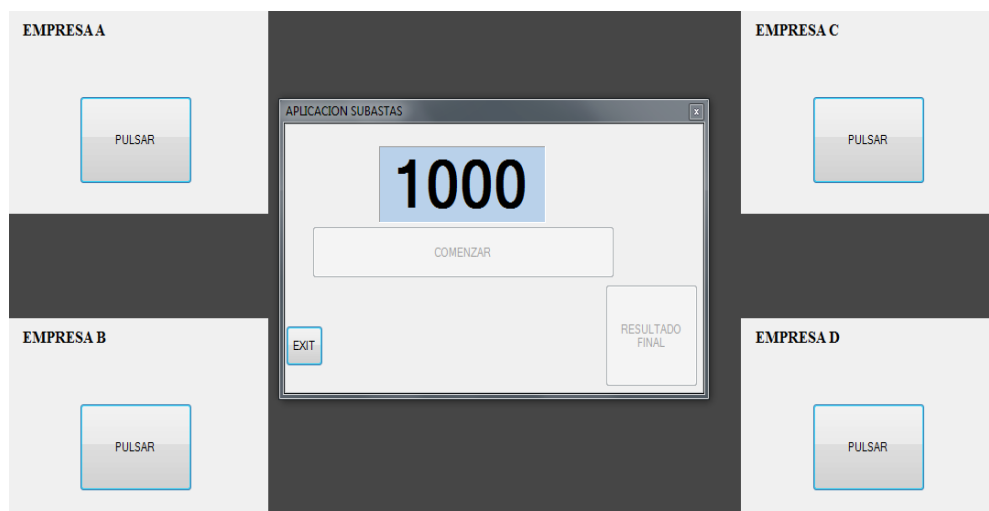


Figura 6.17. Pulsadores de los distintos participantes.

Al pujar todos los participantes la aplicación terminará la subasta si en una ronda específica se retiran todos los participantes menos uno, donde este último será el adjudicatario del producto con un precio de adjudicación igual al precio de puja al que se retiró el último pujador.

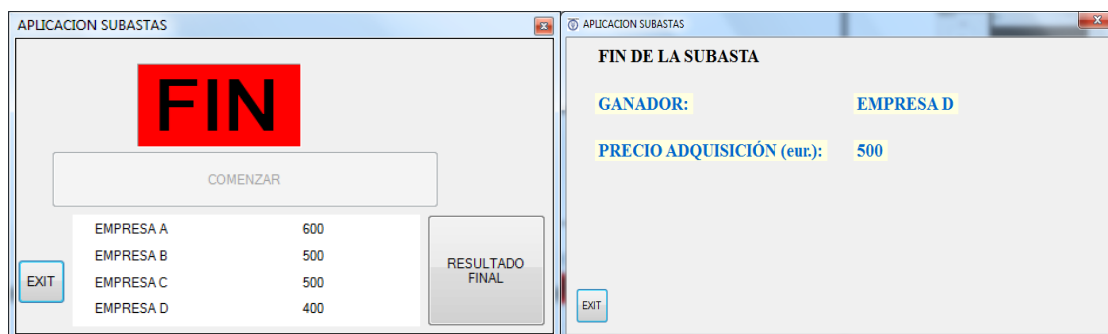


Figura 6.18. Fin de la subasta y resultado final

En caso de que en la última ronda se retire más de un pujador se considerará empate, dando comienzo a una subasta desempate.

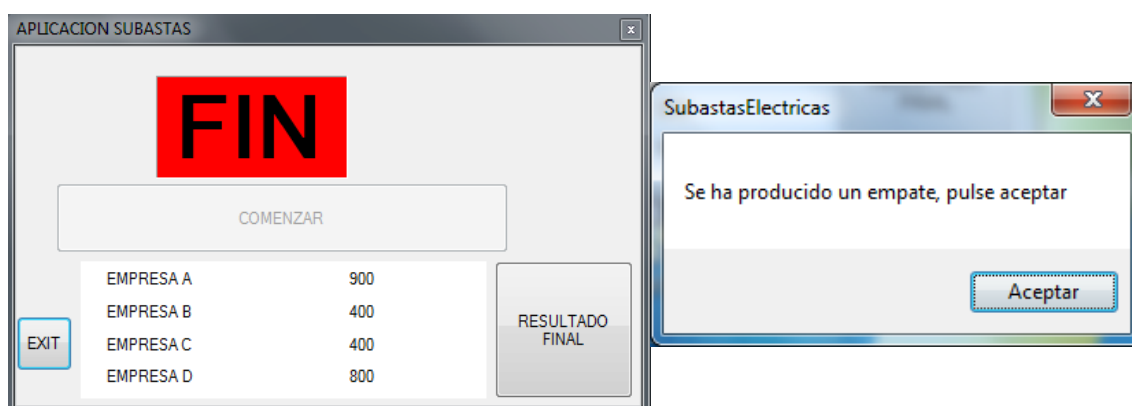


Figura 6.19. Pantalla final subasta empatada

En la subasta desempate participarán aquellos pujadores que empataron, siendo el precio de salida el valor de la ronda anterior a la que se produjo el empate, y el escalón de bajada una décima parte de la cuota de descenso inicial.

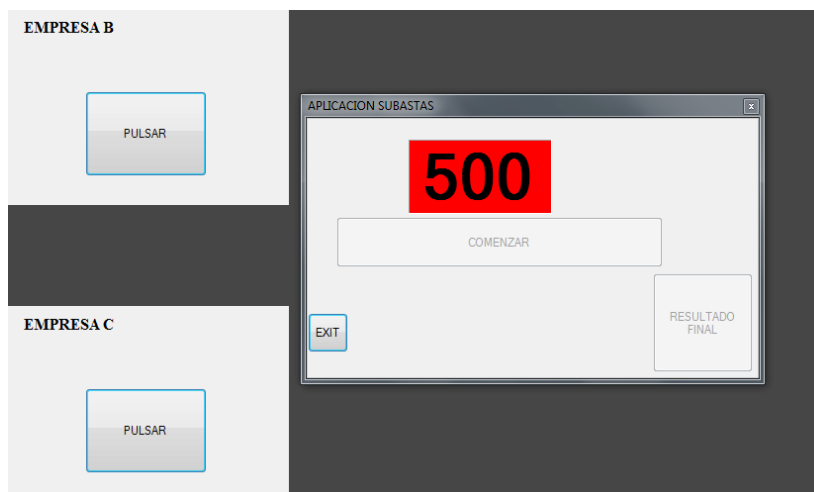


Figura 6.20. Pulsadores de los participantes en la subasta desempate

La subasta desempate concluirá cuando en una ronda específica quede un único pujador, que será el adjudicatario del bloque al precio al que se retiró el penúltimo pujador.

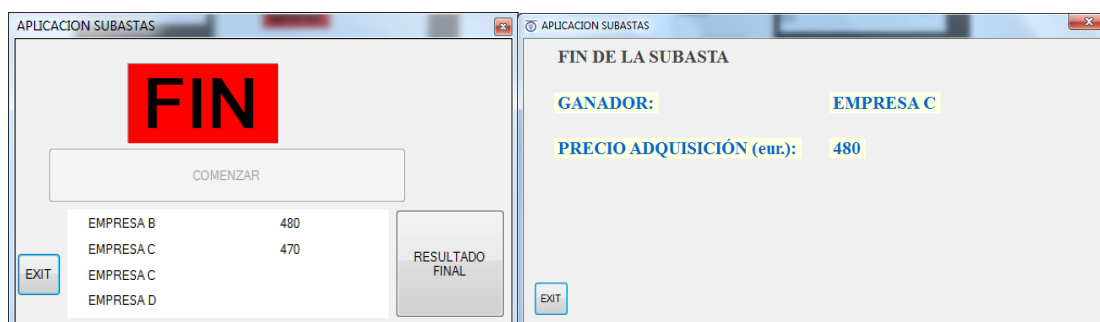


Figura 6.21. Fin de la subasta desempate y resultado final

### 6.3.2. Estrategias de los proveedores

La aprobación de la nueva orden de interrumpibilidad ha provocado un cambio en la forma de adjudicar los productos, pasando de los contratos directos con el operador del sistema a un sistema de subastas donde tendrán que competir por su adjudicación. Esta modificación trae consigo un cambio de estrategia de los consumidores ya que su retribución fija no sólo dependerá de la potencia interrumpible que le permita entregar su proceso productivo sino también por su actuación en la subasta.

Las nuevas estrategias de los consumidores en las subastas dependerán del umbral de rentabilidad de sus procesos industriales, fijando éste el precio mínimo al que

estarán dispuestos a bajar en la subasta antes de abandonarla (en la realidad, esta información será privilegiada y confidencial).

Para poder ilustrarlo mejor se simularán tres ejemplos de subastas en la aplicación “Subastas” con distintas estrategias de los participantes.

Antes de simular la subasta, se comprobará que los consumidores idealizados, tanto el plano como el que modula, cumplen con los requisitos establecidos por la orden para participar en las subastas de los productos:

- El consumo en el periodo tarifario 6 debe ser de al menos el 50 % del consumo mensual para el producto de 90MW, y del 55% del consumo anual para el producto de 5 MW.

El consumidor plano tiene un consumo en el periodo tarifario 6 del 58,22 %, por lo que cumple el requisito para ambos productos.

El consumidor que modula tiene un consumo en el periodo tarifario 6 del 72,19%, por lo que también cumple el requisito para ambos productos.

- La potencia mínima consumida debe ser de 90 MW sobre la potencia residual durante al menos el 91% de las horas de año para el producto de 90 MW.

Con una potencia residual máxima de 10 MW, el consumidor plano consumirá dicha potencia durante el 96,16 % de las horas, por lo que puede participar en la subasta del producto.

En el caso del consumidor que modula su consumo es muy inferior a 90 MW, 33,06 MW, no pudiendo ser habilitado para participar en la subasta del producto de 90.

- Consumo medio horario no inferior a los 5 MW sobre la potencia residual para el producto de 5 MW.

El consumidor plano cumple el requisito ya que su consumo medio horario es de 96,15 MW.

El consumidor que modula cumple la premisa al consumir 33,06 MW, por lo que podrá participar en la subasta.

A tenor de los requisitos cumplidos, el consumidor plano podrá participar en ambas subastas mientras que el consumidor modular sólo podrá participar en la de 5MW.

Los parámetros de la subasta para el producto de 90 MW serán los siguientes:

- Precio de salida: 350.000 €/MW
- Intervalo de descenso: 2 s
- Escalón de bajada de precio: 1.000 €/MW

Para el producto de 5 MW:

- Precio de salida: 260.000 €/MW
- Intervalo de descenso: 2 s
- Escalón de bajada de precio: 1.000 €/MW

Tanto el precio de salida como el escalón de bajada son los establecidos por la resolución de 10 de octubre para la temporada eléctrica 2015.

- PRIMERA SUBASTA

En este primer caso, se simulará una subasta de un bloque de 90 MW en la que participarán cuatro pujadores con perfiles de consumo plano, ya que este tipo de consumidores son los únicos en poder superar los requisitos para poder participar. La estrategia a seguir por cada uno de ellos será la siguiente:

	PLANO A	PLANO B	PLANO C	PLANO D
<b>UMBRAL DE RENTABILIDAD [€/MW]</b>	325.000	269.000	270.000	292.000

Tabla 6.10. Estrategia de los concursantes en la primera subasta

Introducidos los parámetros, se simula la subasta con las estrategias anteriormente descritas obteniendo el siguiente resultado:

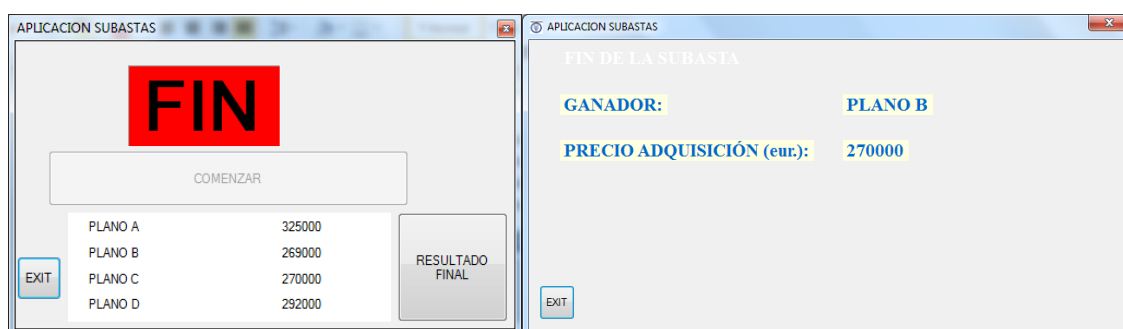


Figura 6.22. Pantalla fin de subasta y resultado final primera subasta

Al pujar todos y quedar un único participante con el precio mínimo (PLANO B), éste será el adjudicatario del bloque con un precio de adjudicación de 270.000 €/MW (precio al que abandonó el penúltimo pujador).

- SEGUNDA SUBASTA

El segundo caso será una subasta de un bloque de 5 MW compuesta por cuatro participantes, dos planos y dos modulares, con las siguientes estrategias de cara a la subasta:

	PLANO A	PLANO B	MODULAR A	MODULAR B
<b>UMBRAL DE RENTABILIDAD [€/MW]</b>	230.000	209.000	190.000	190.000

Tabla 6.11. Estrategia de los concursantes en la segunda subasta

Tras introducir los parámetros y simular la subasta, se obtiene el siguiente resultado:

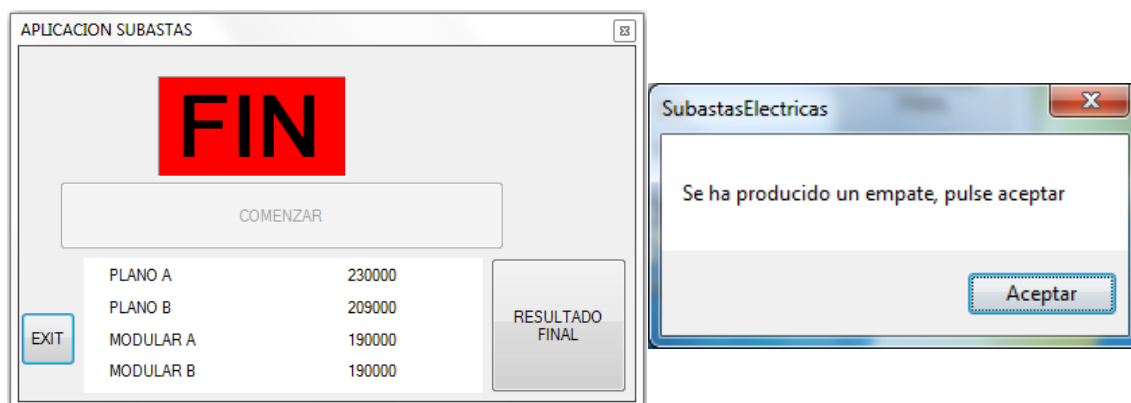


Figura 6.23. Pantalla fin de subasta e inicio desempate segunda subasta

Al haber abandonado en la última ronda de la subasta dos consumidores (MODULAR A y B), se produce un empate iniciándose la subasta desempate entre éstos. Las estrategias a seguir son las siguientes:

	MODULAR A	MODULAR B
<b>UMBRAL DE RENTABILIDAD [€/MW]</b>	190.500	190.400

Tabla 6.12. Estrategia de desempate segunda subasta

Los parámetros de la subasta desempate serán:

- Precio de salida: 191.000 €/MW correspondiente al precio de la ronda inmediatamente anterior a la ronda en la que se produjo el empate.
- Intervalo de descenso: 2 s
- Escalón de bajada de precio: 100 €/MW correspondiente a la décima parte del escalón de bajada inicial.

El resultado de la subasta desempate será:

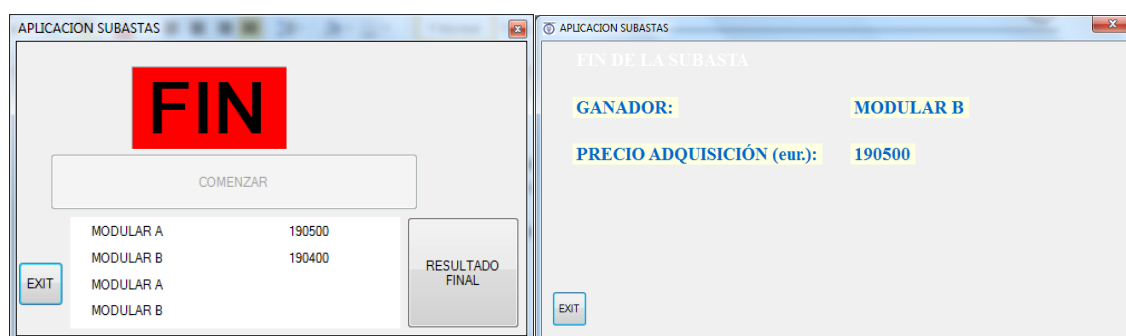


Figura 6.24. Pantalla fin de subasta desempate y resultado final segunda subasta

Al quedar un solo pujador en la última ronda la subasta finaliza, adjudicando el bloque a dicho pujador (MODULAR B) con un precio de adjudicación de 190.500€/MW.

#### • TERCERA SUBASTA

El tercer caso también subastará un bloque de 5 MW y constará de cuatro participantes, todos ellos modulados, con las siguientes estrategias de cara a la subasta:

	MODULAR A	MODULAR B	MODULAR C	MODULAR D
UMBRAL DE RENTABILIDAD [€/MW]	190.000	190.000	190.000	190.000

Tabla 6.13. Estrategia de los concursantes en la tercera subasta

Tras introducir los parámetros y simular la subasta, se obtiene el siguiente resultado:

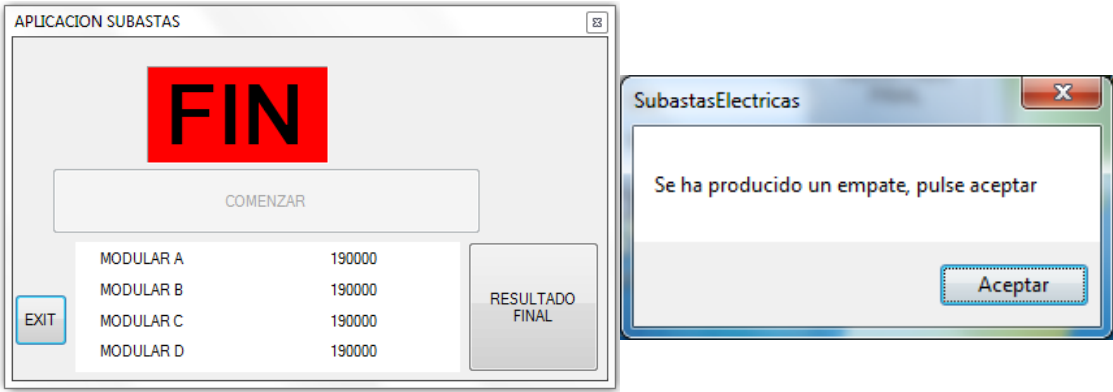


Figura 6.25. Pantalla fin de subasta e inicio desempate tercera subasta

Al igual que en el caso anterior, varios participantes (MODULAR A, B, C y D) abandonan la subasta en la última ronda, produciéndose un empate e iniciando la subasta desempate entre ellos. La estrategia a seguir por cada uno de los pujadores de cara a la subasta desempate será:

	MODULAR A	MODULAR B	MODULAR C	MODULAR D
UMBRAL DE RENTABILIDAD [m€/MW]	190.500	190.400	190.200	190.200

Tabla 6.14. Estrategia de desempate tercera subasta

Los parámetros de esta subasta desempate serán:

- Precio de salida: 191.000 €/MW correspondiente al precio de la ronda inmediatamente anterior a la ronda en la que se produjo el empate.
- Intervalo de descenso: 2 s
- Escalón de bajada de precio: 100 €/MW correspondiente a la décima parte del escalón de bajada inicial.

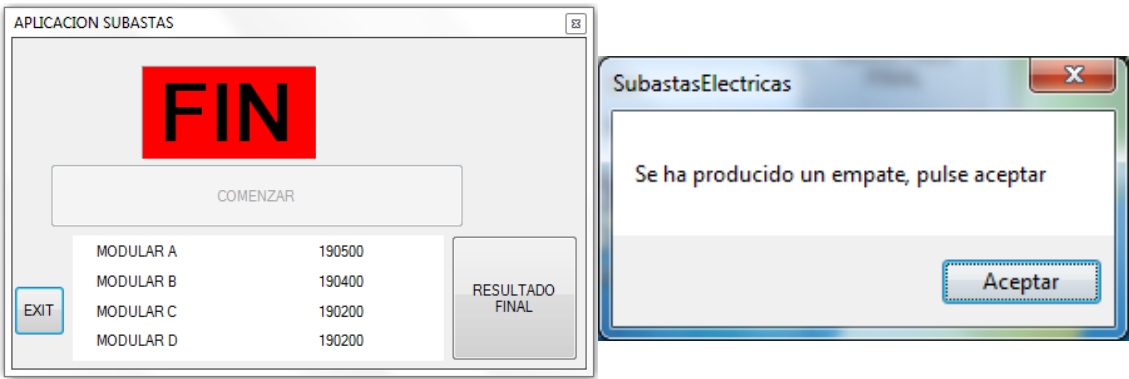


Figura 6.26. Pantalla fin de subasta desempate e inicio segunda subasta desempate



Tras finalizar la subasta desempate, vuelve a producirse un empate. Si el número de participantes que abandonan la subasta en la última ronda es menor al número total de participantes de la subasta, se iniciará una nueva con los mismos parámetros que la subasta desempate inicial. En caso de que el número de participantes empatados sea el total de participantes, la subasta se consideraría desierta, volviendo a ser subastado el producto al final de la jornada.

La estrategia a seguir por los participantes para esta segunda subasta desempate será:

	MODULAR C	MODULAR D
UMBRAL DE RENTABILIDAD [m€/MW]	189.700	189.900

Tabla 6.15. Estrategia segunda subasta desempate

El resultado de la segunda subasta desempate será:

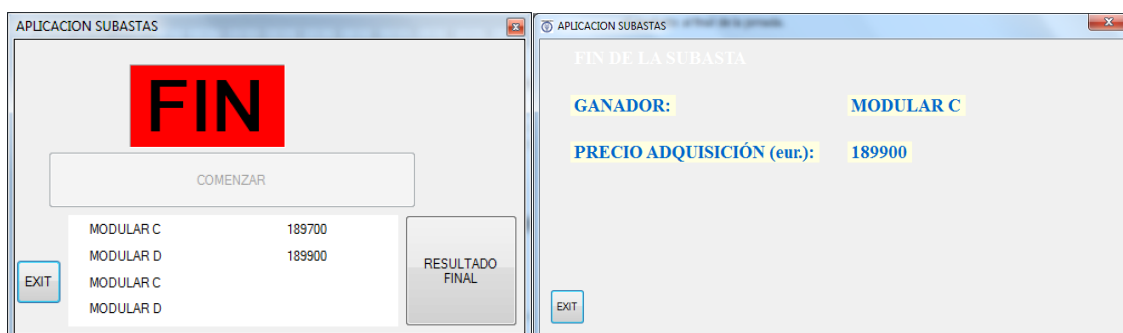


Figura 6.27. Pantalla fin segunda subasta desempate y resultado final tercera subasta

La subasta desempate finaliza cuando la puja mínima es de un único participante (MODULAR C) adjudicándose el bloque al precio de 189.900 €/MW.

Los resultados obtenidos en los tres casos simulados serán:

Nº SUBASTA	TIPO BLOQUE DE PRODUCTO	ADJUDICATARIO	ESTRATEGIA [€/MW]	PRECIO ADJUDICACIÓN [€/MW]
1	90 MW	PLANO B	269.000	270.000
2	5 MW	MODULAR B	190.000	190.500
3	5 MW	MODULAR C	190.000	189.900

Tabla 6.16. Resultados de los casos simulados

Analizando los resultados obtenidos en los casos simulados, los precios de adjudicación del producto de 90 MW serán superiores a los del producto de 5 MW. Esto se debe al menor número de consumidores capaces de cumplir los requisitos para participar en la subasta, lo que provoca un descenso en la competencia. Este descenso, junto con un mayor precio de salida, conlleva el aumento del precio de adjudicación.

La estrategia a seguir por los distintos consumidores en la subasta dependerá de las características técnicas de su proceso productivo, siendo los procesos con modulación más competitivos que los procesos productivos continuos. Los consumidores deberán ser capaces de afrontar las órdenes de interrumpibilidad con plena garantía de cumplimiento, manteniendo las condiciones de seguridad interna y recuperando el nivel normal de actividad razonablemente rápido tras ejecutar una orden de interrumpibilidad. La probabilidad de adjudicación será, por tanto, inversamente proporcional al precio al que estén dispuestos a bajar en la subasta antes de abandonarla.

En cuanto a la adquisición del producto en una subasta desempate, siempre será menos retributivo a igualdad de estrategia que adjudicárselo en la subasta inicial. En una subasta inicial el precio mínimo de adjudicación será un escalón superior al precio mínimo marcado en la estrategia, mientras que en caso de empate éste será el precio inicial de la subasta desempate.

## CAPÍTULO 7 PRESUPUESTO

Se calculará el coste estimado del presente proyecto desglosado en dos grupos. El primer grupo, recursos humanos, cuantificará el trabajo dedicado a su elaboración, mientras que el segundo grupo, recursos materiales, valorará el coste de amortización de los equipos informáticos utilizados para su realización.

### - Recursos humanos

El tiempo dedicado a la realización del proyecto se desglosa por actividades en la siguiente tabla:

ACTIVIDADES	TIEMPO (horas)
Investigación y búsqueda bibliográfica	150
Elaboración aplicaciones informáticas	70
Redacción memoria	130
Tutorías	25
Elaboración presentación oral	45
<b>TOTAL</b>	<b>420</b>

Tabla 7.1. Desglose del tiempo por actividades

Considerando que lo realiza un ingeniero junior, cuya retribución horaria es de 20€/hora, el coste por personal será:

$$\text{coste RH} = 415h * 20 \frac{\text{€}}{h} = 8.300 \text{ €}$$

### - Recursos materiales

Los recursos materiales utilizados para la elaboración del proyecto han sido un ordenador portátil, una impresora láser y conexión a internet.

El coste de amortización atribuible de los equipos informáticos vendrá dado por la siguiente fórmula:

$$CAA = \frac{A}{B} * C * D$$

donde:

- $A$  : nº de meses de utilización de los equipos informáticos, 6.
- $B$ : periodo de depreciación, 60 meses.
- $C$ : coste del equipo, 1000 €.
- $D$ : % de uso de los equipos dedicado al proyecto, 50 %.

Despejando de la fórmula, se obtiene un coste de amortización atribuible de los equipos de 50 €.

La conexión a internet, con un precio de 30 €/mes y un porcentaje de dedicación del 25 %, tiene un coste total de 45 €.

Considerando los costes de todos los recursos, el presupuesto total del proyecto ascenderá a:

DESCRIPCIÓN	COSTE (€)
Recursos humanos	8.300
Amortización equipos informáticos	50
Conexión a internet	45
<b>TOTAL</b>	<b>8.395</b>

*Tabla 7.2. Costes totales del proyecto*

El coste total será de 8.395 € + IVA

## CAPÍTULO 8 CRONOGRAMA

En este capítulo se representarán las fases en las que se compone el presente proyecto fin de carrera en un diagrama de Gantt. En primer lugar, se mostrará el tiempo empleado para la realización de cada una de las tareas.

TAREAS		TIEMPO EMPLEADO
<b>Investigación y búsqueda bibliográfica</b>	<i>Análisis sistema eléctrico español</i>	40 horas
	<i>Gestión activa de la demanda</i>	50 horas
	<i>Estudio normativa ITC/2370/2007</i>	15 horas
	<i>Estudio normativa IET/2013/2013</i>	15 horas
	<i>Estudio programación informática</i>	30 horas
<b>Elaboración aplicaciones informáticas</b>	<i>Aplicación Oracle Crystal Ball</i>	20 horas
	<i>Aplicación "Subastas"</i>	50 horas
<b>Redacción memoria</b>		130 horas
<b>Elaboración presentación oral</b>		45 horas

Tabla 8.1. Desglose y duración de las fases

Con la duración de las tareas descritas, se realiza el diagrama de Gantt:

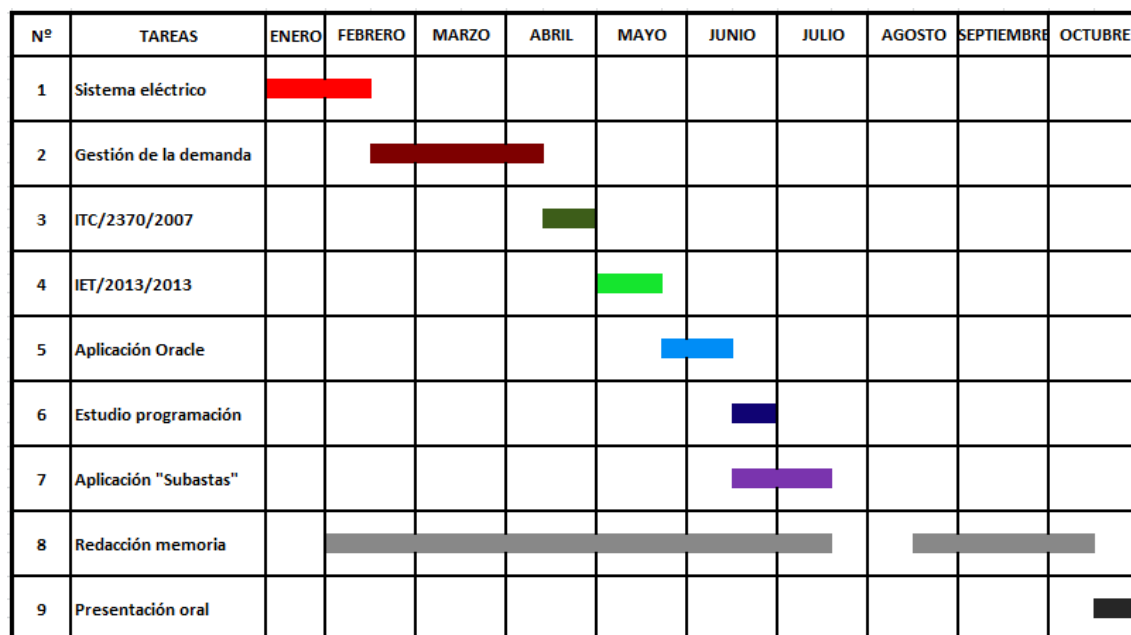


Figura 8.1. Cronograma de la elaboración del proyecto

## CAPÍTULO 9 CONCLUSIONES

Tras la finalización de la redacción del presente proyecto, puede concluirse que se ha conseguido el objetivo marcado: evaluar la repercusión que tendrá la implantación de la nueva orden que controla el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad sobre las estrategias de los proveedores del servicio.

Para ello se ha analizado la normativa que regula el servicio, además de estudiar el régimen retributivo de cada orden en dos consumidores industriales modelados. Para el estudio retributivo de la orden de 2007 se ha utilizado la extensión Oracle Crystal Ball de Microsoft Excel, que permite optimizar la compensación recibida por prestar el servicio en función de los objetivos marcados por el proveedor. Para la orden de 2013 se ha desarrollado una aplicación informática en Visual Basic que permite estudiar las estrategias de actuación de los proveedores a través de simulaciones de subastas de productos.

La aprobación de la nueva orden de interrumpibilidad IET/2013/2013 conlleva los siguientes cambios en relación a la orden ITC/2370/2007:

- Sustituye al anterior sistema de autorización por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y firma de un contrato con el OS, con el que se podía predecir la retribución del servicio para la próxima temporada, salvo incumplimientos, por la asignación del servicio a través de un procedimiento de subastas descendentes gestionado por el OS, donde sólo será retribuido quien resulte adjudicatario en las subastas que se realicen, repitiéndose la situación de incertidumbre cada año. Este cambio provocará una rebaja del coste del servicio.
- Las órdenes de reducción de potencia ya no serán solo por motivos técnicos, como situaciones de emergencia en el sistema eléctrico, sino también por motivos económicos, que se producen cuando la interrupción genere menos costes que otros servicios de ajuste del sistema eléctrico.
- La retribución del servicio pasará de depender de la potencia cedida en cada una de las diversas órdenes de interrumpibilidad, diferenciadas por su duración y sus preavisos, y de la modulación del consumo, a depender de la potencia asignada en la subasta y el precio resultante de la misma, mermando con ello las posibilidades de adaptación de cada proveedor.

- Se aleja de la gestión activa de la demanda, ya que aunque sigue manteniendo el requisito de participación de consumo mínimo en el periodo valle, deja de retribuir explícitamente la modulación, por lo que no fomenta el desplazamiento del consumo de la hora punta a la valle. El servicio queda únicamente para ayudar al sistema en casos de emergencia y reducir los costes, interrumpiendo cuando sea más rentable que otros servicios de ajuste del sistema.
- La introducción de la subasta del producto de 90 MW podría llegar a provocar un posible oligopolio en dicha subasta, debido al reducido número de proveedores que podrían participar (según el informe de la CNMC sólo cuatro suministros podrían prestar el servicio) estarían al tanto de las acciones de sus competidores, aumentando el precio final de adjudicación de la subasta y quedando éste muy por encima de su umbral de rentabilidad.

Con el nuevo modelo de asignación mediante subastas, la estrategia a seguir por los consumidores industriales proveedores del servicio no sólo dependerá de la potencia que sean capaces de entregar, sino también del umbral de rentabilidad de sus procesos productivos, que será el que fije el precio mínimo al que estén dispuestos a ceder la potencia, aumentando sus posibilidades de adjudicación en la subasta cuanto menor sea éste.

En cuanto a mi experiencia personal, la realización de este proyecto me ha permitido conocer el concepto de gestión activa de la demanda, indispensable para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, y más en particular una de sus herramientas, la de interrumpibilidad. Este servicio de gestión activa de la demanda eléctrica da respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema, además de contribuir a mejorar la competitividad de la industria electrointensiva española.

Además, me ha dado la posibilidad de desenvolverme en el manejo de la normativa, interpretación de la legislación y en la búsqueda de fuentes de información, así como adquirir conocimientos de redacción de documentos.

Finalmente, el desarrollo de la herramienta informática me ha supuesto un reto ya que partía de un conocimiento limitado de programación.



## CAPÍTULO 10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Lucía López de Castro. Universidad Autónoma de Madrid. “La nueva Ley 54/1997, del sector eléctrico”. Enero 2014  
[www.uam.es/otros/afduam/pdf/3/PostScript%20anuario16%20p241.pdf](http://www.uam.es/otros/afduam/pdf/3/PostScript%20anuario16%20p241.pdf)
- [2] Energía y sociedad. “Ley 24/2013 del Sector Eléctrico”. Febrero 2014  
[www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion\\_tarifas/regulacion\\_nacional/PPTLey24\\_2013.pdf](http://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/regulacion_tarifas/regulacion_nacional/PPTLey24_2013.pdf)
- [3] REE. “Informe del sistema Eléctrico Español 2013”. Agosto 2014  
[www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2013\\_v1.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2013_v1.pdf)
- [4] Mario Ramírez Ferrero. CEDETEL. “Gestión Activa de la Demanda Eléctrica”. Febrero 2014  
[www.orsi.jcyl.es/web/jcyl/ORSI/es/Plantilla100Detalle/1262861006484/\\_/1284193183652/Redaccion](http://www.orsi.jcyl.es/web/jcyl/ORSI/es/Plantilla100Detalle/1262861006484/_/1284193183652/Redaccion)
- [5] Fernando García Martínez, David Trevolle, Mariano Gaudó Navarro, Juan Manuel Galán, Pedro Linares y Adela Conchado. U. P. Comillas. “Gestión de la Demanda Eléctrica”. Marzo 2014  
[www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-13-131A.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-13-131A.pdf)
- [6] REE. “Gestión de demanda”. Marzo 2014  
[www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/gestion-de-demanda](http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/gestion-de-demanda)
- [7] IDAE. “Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2020”. Marzo 2014  
[www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_11905\\_PAAE\\_2011\\_2020\\_A2011\\_A\\_a1e6383b.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11905_PAAE_2011_2020_A2011_A_a1e6383b.pdf)
- [8] BOE. “Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios”. Marzo 2014  
[www.boe.es/boe/dias/2013/04/13/pdfs/BOE-A-2013-3904.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/2013/04/13/pdfs/BOE-A-2013-3904.pdf)
- [9] F.J. de C. “El nuevo complejo hidroeléctrico de Iberdrola Cortes-La Muela”. Abril 2014  
[www.fj-lasideasdejeugenio.blogspot.com.es/2013/10/energia-el-nuevo-complejo-hidroelettrico.html](http://www.fj-lasideasdejeugenio.blogspot.com.es/2013/10/energia-el-nuevo-complejo-hidroelettrico.html)

- [10] Ricardo Estévez. Eco inteligencia. “Almacenar energía comprimiendo aire”. Abril 2014  
[www.ecointeligencia.com/2013/07/almacenar-energia-comprimiendo-aire/](http://www.ecointeligencia.com/2013/07/almacenar-energia-comprimiendo-aire/)
- [11] Endesa. “Endesa pone en marcha las tres primeras plantas de almacenamiento de electricidad de España”. Abril 2014  
[www.endesa.com/es/saladeprensa/noticias/Documents/NOTA%20PRENSA%20Final%20Proyecto%20STORE%20FINAL.pdf](http://www.endesa.com/es/saladeprensa/noticias/Documents/NOTA%20PRENSA%20Final%20Proyecto%20STORE%20FINAL.pdf)
- [12] Sotavento Galicia, S.A. “Sistema de generación y acumulación de energía en forma de hidrógeno”. Abril 2014  
[www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-renovables/planta-de-hidrogeno](http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-renovables/planta-de-hidrogeno)
- [13] REE. “Proyecto almacena”. Abril 2014  
[www.ree.es/es/red21/idi/proyectos-idi/proyecto-almacena](http://www.ree.es/es/red21/idi/proyectos-idi/proyecto-almacena)
- [14] REE. “El vehículo eléctrico: una prometedora alternativa de futuro”. Abril 2014  
[www.ree.es/sites/default/files/folleto\\_coche\\_electrico.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/folleto_coche_electrico.pdf)
- [15] Centro Técnico de Seat. “Proyecto Cénit Verde”. Abril 2014  
[www.seat.es/content/es/brand/es/models/ecomotive/cenit-verde.html](http://www.seat.es/content/es/brand/es/models/ecomotive/cenit-verde.html)
- [16] BOE. “Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Texto consolidado”. Abril 2014  
[www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14798](http://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14798)
- [17] REE. “Sistema de Comunicación, Ejecución y Control de la Interrumpibilidad (SCECI)”. Abril 2014  
[www.ree.es/sites/default/files/protocolo\\_sceci\\_6\\_2\\_4.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/protocolo_sceci_6_2_4.pdf)
- [18] Núcleo. “Equipos de medida y control para la nueva interrumpibilidad a mercado”. Abril 2014  
[www.gge.es/armari/gge:gge/2/nucleo.ppt](http://www.gge.es/armari/gge:gge/2/nucleo.ppt)
- [19] BOE. “Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”. Abril 2014  
[www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-11461](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-11461)

- [20] BOE. “Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”. Mayo 2014  
[www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-2603](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-2603)
- [21] BOE. “Resolución de 1 de agosto de 2014, de la Secretaria de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación de las subastas”. Agosto 2014  
[www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-8572](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-8572)
- [22] BOE. “Resolución de 10 de octubre de 2014, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de Octubre”. Octubre 2014  
[www.boe.es/boe/dias/2014/10/14/pdfs/BOE-A-2014-10399.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/2014/10/14/pdfs/BOE-A-2014-10399.pdf)
- [23] BOE. “Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”. Octubre 2014  
[www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-9867](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-9867)
- [24] REE. “Propuesta de Resolución del procedimiento del sistema de comunicación, ejecución y control del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad”. Mayo 2014  
[www.aeeolica.org/uploads/Red\\_Electrica\\_Propuestas\\_interrumpibilidad.pdf](http://www.aeeolica.org/uploads/Red_Electrica_Propuestas_interrumpibilidad.pdf)
- [25] Vittalia Internet S.L. “Programación Visual Basic”. Junio 2014  
[www.solodrivvers.com/manuales/programacion\\_visualbasic](http://www.solodrivvers.com/manuales/programacion_visualbasic)
- [26] Federico G. Rudolph. La web del programador. “Introducción a Visual Studio .NET”. Junio 2014  
[www.lawebdelprogramador.com/cursos/Visual\\_Studio.NET/6710-Introduccion\\_a\\_Visual\\_Studio\\_.NET.html](http://www.lawebdelprogramador.com/cursos/Visual_Studio.NET/6710-Introduccion_a_Visual_Studio_.NET.html)

## ANEXO I. PROGRAMACIÓN APLICACIÓN “SUBASTAS”

A continuación se muestra la programación en Visual Basic de la aplicación informática diseñada:

```
'Establecimiento del número de participantes y sus respectivos nombres

'Declaración de Variables

Public Class Form1
    Public N1 As String
    Public N2 As String
    Public N3 As String
    Public N4 As String
    Public Participantes As Integer
    Dim controll1 As Integer

    'En la carga del formulario, dejamos solo activo el control de nº de participantes

    Private Sub Form1_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            TextBox1.Enabled = False
            Button1.Enabled = False
            TextBox2.Enabled = False
            Button2.Enabled = False
            TextBox3.Enabled = False
            Button3.Enabled = False
            TextBox4.Enabled = False
            Button4.Enabled = False
            Continuar.Enabled = False
            controll1 = 0
        End Sub

        'Solo números en el campo para saber el número de participantes.

        Private Sub cuantosParticipantes_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
            System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles cuantosParticipantes.KeyPress
            If e.KeyChar.IsDigit(e.KeyChar) Then
                e.Handled = False
            ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
                e.Handled = False
            Else
                e.Handled = True
            End If
        End Sub

        'Validar el nº de participantes introducidos y activar campos de nombre de
        participantes

        Private Sub controlNpart_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
            System.EventArgs) Handles controlNpart.Click
            Participantes = Val(cuantosParticipantes.Text)
```

```

    control1 = Participantes
    If Participantes <= 0 Or Participantes > 4 Then
        MsgBox("Introducir el Número de Participantes entre 1 y 4")
        cuantosParticipantes.Text = ""
        cuantosParticipantes.Focus()
    Else
        TextBox1.Enabled = True
        Button1.Enabled = True
        MsgBox("Debe de introducir los nombres de los participantes y validar
pulsando el botón ACEPTAR")
        cuantosParticipantes.Enabled = False
        controlNpart.Enabled = False
        TextBox1.Focus()
    End If
End Sub

    Controlar que en el cuadro de texto del nombre del participante 1 solo se pueda
    introducir texto y no números.

    Private Sub TextBox1_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox1.KeyPress
        If e.KeyChar.IsLetter(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsSeparator(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        Else
            e.Handled = True
        End If
    End Sub

    Controlar que en el cuadro de texto del nombre del participante 2 solo se pueda
    introducir texto y no números.

    Private Sub TextBox2_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox2.KeyPress
        If e.KeyChar.IsLetter(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsSeparator(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        Else
            e.Handled = True
        End If
    End Sub

    Controlar que en el cuadro de texto del nombre del participante 3 solo se pueda
    introducir texto y no números.

    Private Sub TextBox3_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox3.KeyPress
        If e.KeyChar.IsLetter(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsSeparator(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False

```

```

Else
    e.Handled = True
End If
End Sub

    Controлар que en el cuadro de texto del nombre del participante 4 solo se puedan
    introducir texto y no números.

Private Sub TextBox4_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox4.KeyPress
    If e.KeyChar.IsLetter(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    ElseIf e.KeyChar.IsSeparator(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    Else
        e.Handled = True
    End If
End Sub

'Comprobar el campo nombre participante 1

Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click
    N1 = TextBox1.Text
    If N1 = "" Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de introducir Nombre válido")
        TextBox1.Focus()
    Else
        TextBox1.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        control1 = control1 - 1
        If control1 <> 0 Then
            TextBox2.Enabled = True
            Button2.Enabled = True
            TextBox2.Focus()
        Else
            Continuar.Enabled = True
            Continuar.Focus()
        End If
    End If
End Sub

'Comprobar el campo nombre participante 2

Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click
    N2 = TextBox2.Text
    If N2 = "" Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de introducir Nombre válido")
        TextBox2.Focus()
    Else
        TextBox2.Enabled = False
        Button2.Enabled = False
        control1 = control1 - 1
        If control1 <> 0 Then
            TextBox3.Enabled = True
            Button3.Enabled = True

```

```

        TextBox3.Focus()
    Else
        Continuar.Enabled = True
        Continuar.Focus()
    End If
End If
End Sub

'Comprobar el campo nombre participante 3

Private Sub Button3_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button3.Click
    N3 = TextBox3.Text
    If N3 = "" Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de introducir Nombre válido")
        TextBox3.Focus()
    Else
        TextBox3.Enabled = False
        Button3.Enabled = False
        control1 = control1 - 1
        If control1 <> 0 Then
            TextBox4.Enabled = True
            Button4.Enabled = True
            TextBox4.Focus()
        Else
            Continuar.Enabled = True
            Continuar.Focus()
        End If
    End If
End Sub

'Comprobar el campo nombre participante 4

Private Sub Button4_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button4.Click
    N4 = TextBox4.Text
    If N4 = "" Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de introducir Nombre válido")
        TextBox4.Focus()
    Else
        TextBox4.Enabled = False
        Button4.Enabled = False
        control1 = control1 - 1
        Continuar.Enabled = True
        Continuar.Focus()
    End If
End Sub

'Reiniciar todos los campos y valores

Private Sub Reiniciar_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Reiniciar.Click
    cuantosParticipantes.Enabled = True
    cuantosParticipantes.Text = ""
    controlNpart.Enabled = True
    cuantosParticipantes.Focus()

```

```

        TextBox1.Text = ""
        TextBox1.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        TextBox2.Text = ""
        TextBox2.Enabled = False
        Button2.Enabled = False
        TextBox3.Text = ""
        TextBox3.Enabled = False
        Button3.Enabled = False
        TextBox4.Text = ""
        TextBox4.Enabled = False
        Button4.Enabled = False

        N1 = ""
        N2 = ""
        N3 = ""
        N4 = ""

        control1 = 0

        Continuar.Enabled = False

    End Sub

    'Siguiente Ventana

    Private Sub Continuar_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Continuar.Click
        Form2.Show()
    End Sub

    'Boton salir

    Private Sub Button5_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button5.Click
        Me.Close()
        Form2.Close()
        Form3.Close()
        Form4.Close()
        Form5.Close()
        Form6.Close()
        Form7.Close()
        Form8.Close()
    End Sub
End Class

```



## 'Fijación de los parámetros de la subasta

```
Public Class Form2
    Public valortotal As Double
    Public intervalo As Double
    Public cuota As Double

    'Carga inicial

    Private Sub Form2_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles MyBase.Load
        Form1.Hide()
        Me.Show()
        TextBox2.Enabled = False
        Button2.Enabled = False
        TextBox3.Enabled = False
        Button3.Enabled = False
        Continuar.Enabled = False
    End Sub

    'Control de campo valor comienzo subasta

    Private Sub textbox1_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox1.KeyPress
        If e.KeyChar.IsDigit(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
            e.Handled = False
        Else
            e.Handled = True
        End If
    End Sub

    'Comprobar valor introducido comienzo subasta

    Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click
        valortotal = TextBox1.Text
        If valortotal < 0 Then
            MsgBox("Valor incorrecto, debe de Número Válido")
            TextBox1.Focus()
        Else
            TextBox1.Enabled = False
            Button1.Enabled = False
            TextBox2.Enabled = True
            Button2.Enabled = True
            TextBox2.Focus()
        End If
    End Sub
```

```

'Control de campo intervalo de descenso

Private Sub textbox2_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox2.KeyPress
    If e.KeyChar.IsDigit(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    Else
        e.Handled = True
    End If
End Sub

'Comprobar valor introducido intervalo de descenso

Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click
    intervalo = TextBox2.Text
    If intervalo < 0 Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de Número Válido")
        TextBox2.Focus()
    Else
        TextBox2.Enabled = False
        Button2.Enabled = False
        TextBox3.Enabled = True
        Button3.Enabled = True
        TextBox3.Focus()
        intervalo = intervalo * 1000
    End If
End Sub

'Control de campo cuota de descenso

Private Sub textbox3_KeyPress(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs) Handles TextBox3.KeyPress
    If e.KeyChar.IsDigit(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    ElseIf e.KeyChar.IsControl(e.KeyChar) Then
        e.Handled = False
    Else
        e.Handled = True
    End If
End Sub

'Comprobar valor introducido cuota de descenso

Private Sub Button3_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button3.Click
    cuota = TextBox3.Text
    If cuota < 0 Then
        MsgBox("Valor incorrecto, debe de Número Válido")
        TextBox3.Focus()
    End If
End Sub

```

```

Else
    TextBox3.Enabled = False
    Button3.Enabled = False
    Continuar.Enabled = True
    Continuar.Focus()
End If
End Sub

'Reiniciar todos los campos

Private Sub Reiniciar_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Reiniciar.Click
    TextBox2.Text = ""
    TextBox1.Text = ""
    TextBox3.Text = ""

    TextBox2.Enabled = False
    Button2.Enabled = False
    TextBox3.Enabled = False
    Button3.Enabled = False

    Continuar.Enabled = False
    intervalo = ""
    valortotal = ""
    TextBox1.Enabled = True
    Button1.Enabled = True
End Sub

'Siguiente Ventana

Private Sub Continuar_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Continuar.Click
    Form3.Show()
    Me.Hide()
End Sub

'Salir de la aplicación

Private Sub Button4_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button4.Click
    Me.Close()
    Form1.Close()
    Form3.Close()
    Form4.Close()
    Form5.Close()
    Form6.Close()
    Form7.Close()
    Form8.Close()
End Sub
End Class

```

## 'Ejecución de la subasta

```
Public Class Form3
    Public controlTotal As Integer
    Public ControlFin As Integer
    Public Part1 As Integer
    Public Part2 As Integer
    Public Part3 As Integer
    Public Part4 As Integer
    Public miArray() As Integer
    Public Empate As String = 0
    Public ControlEmpates As Integer
    Public ganador As Integer
    Public nombreGanador As String

    'Carga de inicio

    Private Sub Form3_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles MyBase.Load
        Me.Show()
        Label2.Text = Form2.valortotal
        Timer1.Enabled = False
        controlTotal = Form2.valortotal
        Panel1.Hide()
        nombre1.Hide()
        nombre2.Hide()
        nombre3.Hide()
        nombre4.Hide()
        Resultado1.Hide()
        Resultado2.Hide()
        Resultado3.Hide()
        Resultado4.Hide()
        Button2.Enabled = False
    End Sub

    'Botón iniciar, inicia la subasta para los participantes

    Private Sub CmdIniciar_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles CmdIniciar.Click
        Timer1.Enabled = True
        Timer1.Interval = Form2.intervalo
        Timer1.Start()
        CmdIniciar.Enabled = False
        If Form1.Participantes = 1 Then
            Form4.Show()
            Form4.Button1.Enabled = True
        End If
        If Form1.Participantes = 2 Then
            Form4.Show()
            Form4.Button1.Enabled = True
            Form5.Show()
            Form5.Button1.Enabled = True
        End If
    End Sub
End Class
```

```

End If
If Form1.Participantes = 3 Then
    Form4.Show()
    Form4.Button1.Enabled = True
    Form5.Show()
    Form5.Button1.Enabled = True
    Form6.Show()
    Form6.Button1.Enabled = True
End If
If Form1.Participantes = 4 Then
    Form4.Show()
    Form4.Button1.Enabled = True
    Form5.Show()
    Form5.Button1.Enabled = True
    Form6.Show()
    Form6.Button1.Enabled = True
    Form7.Show()
    Form7.Button1.Enabled = True
End If
End Sub

'En el fin del controlador de tiempo se determina si hay empate entre participantes,
o el ganador de la puja con un precio al que se retiró el anterior participante

Private Sub Timer1_Tick(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles Timer1.Tick
    controlTotal = controlTotal - Form2.cuota
    Label2.Text = controlTotal

    'Control de fin de subasta

If controlTotal <= 0 Then
    Button2.Enabled = True
    Label2.Text = "FIN"
    Label2.BackColor = Color.Red
    Timer1.Stop()
    CmdIniciar.Enabled = False
    Panel1.Show()
    nombre1.Show()
    nombre2.Show()
    nombre3.Show()
    nombre4.Show()
    Resultado1.Show()
    Resultado2.Show()
    Resultado3.Show()
    Resultado4.Show()
    nombre1.Show()
    nombre1.Text = Form1.N1
    Resultado1.Text = Form4.Resultado1
    nombre2.Text = Form1.N2
    Resultado2.Text = Form5.Resultado2
    nombre3.Text = Form1.N3

```

```

Resultado3.Text = Form6.Resultado3
nombre4.Text = Form1.N4
Resultado4.Text = Form7.Resultado4
Form4.Close()
Form5.Close()
Form6.Close()
Form7.Close()
Me.TopMost = True

'Si hay empate en la última ronda de la subasta

If Empate = 1 Then
    MsgBox("Se ha producido un empate, pulse aceptar")
    Label2.Text = Form2.valortotal
    ControlEmpates = 0
    Form1.Participantes = 0
    If ganador = Part1 Then
        ControlEmpates = 1
        Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
    End If
    If ganador = Part2 Then
        If ControlEmpates = 0 Then
            Form1.N1 = Form1.N2
            ControlEmpates = 1
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        ElseIf ControlEmpates = 1 Then
            ControlEmpates = 2
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        End If
    End If
    If ganador = Part3 Then
        If ControlEmpates = 0 Then
            Form1.N1 = Form1.N3
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
            ControlEmpates = 1
        ElseIf ControlEmpates = 1 Then
            Form1.N2 = Form1.N3
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
            ControlEmpates = 2
        ElseIf ControlEmpates = 2 Then
            ControlEmpates = 3
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        End If
    End If
    If ganador = Part4 Then
        If ControlEmpates = 0 Then
            Form1.N1 = Form1.N4
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        ElseIf ControlEmpates = 1 Then
            Form1.N2 = Form1.N4
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        End If
    End If

```

```

        ElseIf ControlEmpates = 2 Then
            Form1.N3 = Form1.N4
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        ElseIf ControlEmpates = 3 Then
            Form1.Participantes = Form1.Participantes + 1
        End If
    End If

    'Valores a Cero

    controlTotal = 0
    ControlFin = 0
    Part1 = 0
    Part2 = 0
    Part3 = 0
    Part4 = 0
    Empate = 0
    ControlEmpates = 0
    ganador = 0
    Form2.valortotal = Form2.valortotal + Form2.cuota
    Label2.Text = Form2.valortotal
    Timer1.Enabled = False
    controlTotal = Form2.valortotal

    'Se reduce la cuota de descenso

    Form2.cuota = Form2.cuota * 0.1

    Panel1.Hide()
    nombre1.Hide()
    nombre1.Text = ""
    nombre2.Hide()
    nombre2.Text = ""
    nombre3.Hide()
    nombre3.Text = ""
    nombre4.Hide()
    nombre4.Text = ""
    Resultado1.Hide()
    Resultado1.Text = ""
    Resultado2.Hide()
    Resultado2.Text = ""
    Resultado3.Hide()
    Resultado3.Text = ""
    Resultado4.Hide()
    Resultado4.Text = ""
    Button2.Enabled = False
    CmdIniciar.Enabled = True
    Me.Show()

Else 'No HAY EMPATE. Se ordenan los participantes y se presenta el ganador
    ReDim miArray(Form1.Participantes - 1)
    If Form1.Participantes = 1 Then

```

```

        Form8.Label1.Text = nombreGanador
        Form8.Label2.Text = Part1
    ElseIf Form1.Participantes = 2 Then
        miArray(0) = Part1
        miArray(1) = Part2
        Array.Sort(miArray)
        Form8.Label1.Text = nombreGanador
        Form8.Label2.Text = miArray(1)
    ElseIf Form1.Participantes = 3 Then
        miArray(0) = Part1
        miArray(1) = Part2
        miArray(2) = Part3
        Array.Sort(miArray)
        Form8.Label1.Text = nombreGanador
        Form8.Label2.Text = miArray(1)
    ElseIf Form1.Participantes = 4 Then
        miArray(0) = Part1
        miArray(1) = Part2
        miArray(2) = Part3
        miArray(3) = Part4
        Array.Sort(miArray)
        Form8.Label1.Text = nombreGanador
        Form8.Label2.Text = miArray(1)
    End If
End If
End If
End Sub

'Cerrar aplicación

Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click
    Me.Close()
    Form2.Close()
    Form1.Close()
    Form4.Close()
    Form5.Close()
    Form6.Close()
    Form7.Close()
    Form8.Close()
End Sub

'Botón para mostrar los resultados

Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click
    Form8.Show()
    Me.Hide()

End Sub
End Class

```



'Pulsador participante 1

```
Public Class Form4
    Public Resultado1 As String
    Dim controlEmpates As Integer

    'Carga de inicio

    Private Sub Form4_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            Me.Left = 0
            Label2.Text = Form1.N1
        End Sub

    'Recogida de los datos al parar la subasta y activar proceso por si se produce
    empate

    Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
        System.EventArgs) Handles Button1.Click
        Label1.Text = Form3.controlTotal
        Form3.Part1 = Form3.controlTotal

        Label1.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        Resultado1 = Label1.Text

        'Control si el participante 1 es el ganador de la subasta.

        Form3.ControlFin = Form3.ControlFin + 1

        If Form1.Participantes = Form3.ControlFin Then
            Form3.nombreganador = Label2.Text
            Form2.valortotal = Form3.controlTotal
            Form3.controlTotal = 0
            Form3.ganador = Form3.Part1

            'Control posible empate participante 1

            If Form3.Part1 = Form3.Part2 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part1 = Form3.Part3 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part1 = Form3.Part4 Then
                Form3.Empate = 1
            End If
        End If
    End Sub
End Class
```

'Pulsador participante 2

```
Public Class Form5
    Public Resultado2 As String
    Dim controlEmpates As Integer

    'Carga de inicio

    Private Sub Form5_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            Label12.Text = Form1.N2
    End Sub

    'Recogida de los datos al parar la subasta y activar proceso por si se produce
    empate

    Private Sub Button1_Click_1(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
        System.EventArgs) Handles Button1.Click
        Label11.Text = Form3.controlTotal
        Form3.Part2 = Form3.controlTotal

        Label11.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        Resultado2 = Label11.Text

        'Control si el participante 2 es el ganador de la subasta.

        Form3.ControlFin = Form3.ControlFin + 1
        If Form1.Participantes = Form3.ControlFin Then
            Form3.nombreGanador = Label12.Text
            Form2.valortotal = Form3.controlTotal
            Form3.controlTotal = 0
            Form3.ganador = Form3.Part2

            'Control posible empate participante 2

            If Form3.Part2 = Form3.Part1 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part2 = Form3.Part3 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part1 = Form3.Part4 Then
                Form3.Empate = 1
            End If
        End Sub
    End Class
```

'Pulsador participante 3

```
Public Class Form6
    Public Resultado3 As String

    'Carga de inicio

    Private Sub Form6_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            Label12.Text = Form1.N3
        End Sub

    'Recogida de los datos al parar la subasta y activar proceso por si se produce
    empate

    Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
        System.EventArgs) Handles Button1.Click
        Label11.Text = Form3.controlTotal
        Form3.Part3 = Form3.controlTotal

        Label11.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        Resultado3 = Label11.Text

    'Control si el participante 3 es el ganador de la subasta

    Form3.ControlFin = Form3.ControlFin + 1
    If Form1.Participantes = Form3.ControlFin Then
        Form3.nombreGanador = Label12.Text
        Form2.valortotal = Form3.controlTotal
        Form3.controlTotal = 0
        Form3.ganador = Form3.Part3

    'Control posible empate participante 3

    If Form3.Part3 = Form3.Part1 Then
        Form3.Empate = 1
    ElseIf Form3.Part3 = Form3.Part2 Then
        Form3.Empate = 1
    ElseIf Form3.Part3 = Form3.Part4 Then
        Form3.Empate = 1
    End If
    End If
End Sub
End Class
```

'Pulsador participante 4

```
Public Class Form7
    Public Resultado4 As String

    'Carga de inicio

    Private Sub Form7_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            Label12.Text = Form1.N4
    End Sub

    'Recogida de los datos al parar la subasta y activar proceso por si se produce
    empate

    Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
        System.EventArgs) Handles Button1.Click
        Label11.Text = Form3.controlTotal
        Form3.Part4 = Form3.controlTotal

        Label11.Enabled = False
        Button1.Enabled = False
        Resultado4 = Label11.Text

        'Control si el participante 4 es el ganador de la subasta

        Form3.ControlFin = Form3.ControlFin + 1
        If Form1.Participantes = Form3.ControlFin Then
            Form3.ganador = Form3.Part4
            Form3.nombreGanador = Label12.Text
            Form2.valortotal = Form3.controlTotal
            Form3.controlTotal = 0

            'Control posible empate participante 4

            If Form3.Part4 = Form3.Part1 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part4 = Form3.Part2 Then
                Form3.Empate = 1
            ElseIf Form3.Part4 = Form3.Part3 Then
                Form3.Empate = 1
            End If
        End If
    End Sub
End Class
```

'Muestra del resultado final

```
Public Class Form8

    Private Sub Form8_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
        Handles MyBase.Load
            End Sub

    'Cerrar aplicación

    Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
        System.EventArgs) Handles Button1.Click
        Me.Close()
        Form2.Close()
        Form3.Close()
        Form4.Close()
        Form5.Close()
        Form6.Close()
        Form7.Close()
        Form1.Close()
    End Sub
End Class
```